

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica  
numa moradia *offgrid***

Rui Miguel Rocha Val de Ovelha

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Professor Doutor Killian Lobato  
Engenheira Filipa Menezes

2017



## Resumo

Os sistemas de energia solar fotovoltaica são sistemas capazes de converter a energia solar em potência elétrica para alimentar os demais equipamentos utilizados atualmente, seja em habitações ou em serviços. Neste contexto, existe um contínuo aumento do interesse por parte de investidores privados nesta tecnologia.

O presente trabalho tem como objetivo o projeto de um sistema de energia para uma habitação em Elvas, Portugal. Esse sistema deverá ir ao encontro dos requisitos do proprietário e deve combinar a energia solar fotovoltaica com um sistema de armazenamento energético – sistema *offgrid* (em que a rede elétrica nacional é desprezada e utilizada apenas em último recurso).

Para que se torne possível o dimensionamento do sistema através da metodologia proposta é necessário, antes de mais, compreender como é feita a distribuição de consumo no local. Posto isto, recorreu-se ao *software* de simulação HOMER para compreender que, de facto, o sistema dimensionado (energia solar fotovoltaica acoplado a um sistema de armazenamento de baterias) é capaz de suprir o consumo energético da habitação. Este *software* foi utilizado também para explorar novos cenários com diferentes configurações, uma vez que feita uma análise de viabilidade financeira ao sistema *offgrid* se concluiu que o sistema não é rentável do ponto de vista económico, sendo o seu Valor Atual Líquido negativo e o período de retorno do investimento não se encontra dentro do tempo de vida dos equipamentos.

Assim, os resultados mostram que o cenário mais proveitoso é de autoconsumo, em que existe ligação da habitação à rede elétrica, sem um sistema de armazenamento associado ao sistema de energia solar fotovoltaico (este de menor dimensão em relação ao cenário *offgrid*). Para este sistema, verifica-se um custo de energia mais baixo em relação ao que é pago atualmente pelo proprietário ao comercializador de eletricidade, sendo o seu Valor Atual Líquido positivo e o período de retorno do investimento é de aproximadamente 12 anos.

**Palavras chave:** sistema solar fotovoltaico residencial, autoconsumo residencial, dimensionamento energético

## Abstract

Solar photovoltaic systems are systems capable of converting solar energy into electric power to feed electric equipments used nowadays, either in home applications or services. In this context, there is continued interest from private consumers in this technology.

The main goal of the work presented is the project of an energy system for a private residence located in Elvas, Portugal. The system must meet the owner's requirements and should combine solar photovoltaic energy with a storage system – offgrid system (in which the national power grid is despised and used only as last resource).

In order to design and size the system using the proposed methodology it is necessary, in the first place, to understand how the distribution of consumption is made in the local of study. With this phase completed, HOMER (an energy simulation software) was used to understand that, in fact, the sized system (solar photovoltaic energy coupled to a battery storage system) is capable of providing enough energy to cover the entire consumption. HOMER was also used to explore new designs for the energy system, since the financial analysis made to the offgrid scenario concluded that this system is not economically profitable, being its Net Present Value negative and it's not possible to have a financial return during the equipment lifetime.

Therefore, results revealed that the self-consumption scenario (with connection to the national power grid and no storage system associated to the solar photovoltaic system) is the most beneficial one (note that the photovoltaic capacity installed is lower than in the offgrid case). This system presents a low cost of energy when compared to the price paid to the present energy trader company. Its Net Present Value is positive and the payback time of the investment is close to 12 years.

**Keywords:** residential solar photovoltaic system, residential self-consumption, energy sizing

## Índice

Resumo.....	iii
Abstract .....	iv
Índice de Figuras .....	vii
Índice de Tabelas.....	ix
Agradecimentos.....	x
Símbolos e Notações .....	xi
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1.    Enquadramento.....	1
1.2.    Panorama Energético Renovável Mundial e Português .....	1
1.3.    Motivação e Objetivos .....	4
1.4.    Estrutura da dissertação.....	4
Capítulo 2 – Teoria.....	6
2.1.    Recurso solar .....	6
2.1.1.    Componentes da Radiação .....	6
2.1.2.    Geometria da Terra e do Sol.....	6
2.1.3.    Horas e ângulos solares .....	8
2.2.    Componentes do Sistema Fotovoltaico .....	10
2.2.1.    Painéis Fotovoltaicos.....	10
2.2.2.    Inversor.....	10
2.2.3.    Baterias.....	11
2.2.4.    Regulador de carga.....	12
2.3.    O autoconsumo.....	12
2.3.1.    Definições matemáticas.....	13
2.3.2.    Opções para melhoria do autoconsumo.....	14
Capítulo 3 – Estudo do Recurso Solar .....	16
3.1.    A ferramenta PVGIS® .....	16
3.1.1.    Princípio de Funcionamento.....	16
3.2.    Previsibilidade do recurso solar .....	17
3.1.2.    Tratamento de dados .....	18
3.1.3.    Modelação de um “Dia Ideal” .....	20
3.3.    Dados PVGIS® vs Dados Disponibilizados .....	22
3.4.    Inclinação Ótima para os painéis .....	24
Capítulo 4 – Metodologia.....	27
4.1.    Dimensionamento Energético .....	27
4.2.    Dimensionamento Técnico.....	29
4.3.    Software para simulação - HOMER.....	32

4.3.1.	Utilização .....	32
4.3.2.	Funcionamento .....	32
4.3.3.	Objetivo .....	34
4.4.	Análise de Viabilidade Financeira .....	34
Capítulo 5 – Caso de estudo .....		37
4.2.	Localização, características e requisitos do cliente .....	37
4.3.	Consumo energético .....	38
4.3.1.	Tratamento de dados .....	40
Capítulo 6 – Resultados e discussão .....		46
6.1.	Dimensionamento Energético .....	46
6.1.1.	Dimensionamentos de verão .....	46
6.1.2.	Dimensionamentos de inverno .....	47
6.1.3.	Casos limitantes do sistema a instalar .....	48
6.2.	Esquema da Instalação .....	49
6.3.	Simulações em HOMER .....	51
6.4.	Análise de Viabilidade Económica .....	59
Capítulo 7 – Considerações práticas .....		62
7.1.	Montagem dos painéis fotovoltaicos .....	62
7.1.1.	Fixação ao telhado .....	62
7.1.2.	Normas e boas práticas na instalação .....	63
7.2.	Arranque do sistema fotovoltaico .....	64
7.3.	Banco de baterias .....	64
7.4.	Manutenção e garantias .....	65
Conclusões .....		67
Referências Bibliográficas .....		69
Anexo I – Dados de radiação referentes a Lisboa .....		72
Anexo II – Dados de radiação referentes a Évora .....		76
Anexo III – Diagramas de carga dos períodos de inverno .....		80
Anexo IV – Fichas técnicas dos equipamentos .....		81
Anexo V – Resultados da Análise de Viabilidade Económica .....		83

## Índice de Figuras

Figura 1.1 - Percentagem estimada de Produção Eléctrica de ER Global. (Kristin Seyboth et al., 2016) .....	2
Figura 1.2 - Potência instalada de Energia Solar Fotovoltaica, 2005-2015. (Kristin Seyboth et al., 2016).....	3
Figura 2.1 - Variação da declinação solar ao longo do ano. (Tidwell & Weir, 2016) .....	7
Figura 2.2 - Representação do Zénite Solar e Altitude Solar – modificado. (Goswami, 2015)....	8
Figura 2.3 - Definição de $h_s$ , $\delta_s$ e latitude L no local de interesse (P). (Goswami, 2015) .....	9
Figura 2.4 - Esquema de um diagrama de consumo/produção diário. (Luthander, Widén, Nilsson, & Palm, 2015) .....	13
Figura 3.1 - Distribuição horária dos valores máximos, médias mensais e médias mensais menos 1 d.p. da irradiação global no plano horizontal para o mês de julho. ....	18
Figura 3.2 - Distribuição horária dos valores máximos, médias mensais e médias mensais menos 1 d.p. da irradiação global no plano horizontal para o mês de dezembro. ....	19
Figura 3.3 - Distribuição Horária dos Percentis 100%, 50% e 5% de Radiação –julho .....	19
Figura 3.4 - Distribuição Horária dos Percentis 100%, 50% e 5% de Radiação – dezembro .....	20
Figura 3.5 - Comparação da percentagem de ocorrência de Radiação – dezembro.....	21
Figura 3.6 - Comparação da percentagem de ocorrência de Radiação – julho. ....	22
Figura 3.7 - Comparação entre dados de diferentes plataformas: julho. ....	23
Figura 3.8 - Comparação entre dados de diferentes plataformas: dezembro.....	24
Figura 3.9 - Variação da Inclinação Ótima para um ano em Lisboa. ....	25
Figura 3.10 - Efeito da inclinação na produção de energia. ....	26
Figura 4.1 - Esquema do dimensionamento Energético: Componentes do mesmo. ....	27
Figura 4.2 - Esquema da relação entre os passos feitos pelo HOMER. ....	33
Figura 5.1 - Graveto do local de estudo. ....	37
Figura 5.2 - Distribuição horária dos períodos de consumo para contrato BTN.....	39
Figura 5.3 - Comparação entre as medições do cliente e as estimativas das faturas.....	40
Figura 5.4 - Análise das leituras: Consumos Diários Médios dos diferentes períodos. As linhas verticais a cinzento representam os dias de mudança de horário para horário de inverno e/ou verão. São apresentados 4 consumos distintos: Consumo diário médio (Cd), Consumo de Cheia (CC), Consumo de Vazio (CV) e Consumo de Ponta (CP).....	42
Figura 5.5 - Diagrama de Carga médio diário referente ao período 2 (24 maio a 23 agosto 2015). ....	43
Figura 5.6 - Diagrama de Carga médio diário referente ao período 4 (8 maio 2015 a 2 outubro 2016). ....	44
Figura 5.7 - Diagrama de Carga médio diário referente aos 3 dias de fim de semana – período 1 (7 setembro 2014 a 24 maio 2015).....	45
Figura 5.8 - Diagrama de Carga médio diário referente aos 4 dias úteis de semana – período 1 (7 setembro 2014 a 24 maio 2015). ....	45

Figura 6.1 - Média da produção diária para sistemas PV dimensionados para suprir os consumos nos diferentes períodos.....	48
Figura 6.2 - Arquitetura do cenário 1.....	51
Figura 6.3 - Perfil de carga horário para um ano gerado pelo programa.....	52
Figura 6.4 - Output da potência horária do sistema PV para um ano – Cenário 1.....	54
Figura 6.5 - Histograma do carregamento das baterias.....	54
Figura 6.6 - Estado de carregamento do sistema de armazenamento ao longo do ano. ....	55
Figura 6.7 - Esquematização do cenário 2. ....	55
Figura 6.8 - Output da potência horária do sistema PV para um ano - Cenário 3.....	57
Figura 6.9 - Produção de eletricidade: Rede vs Sistema PV. ....	58
Figura 6.10 – Variação da percentagem de penetração de energia solar e do LCOE com a potência instalada do sistema PV.....	59
Figura 7.1 – Pormenor de montagem. ....	63
Figura A.1 – Datasheet do módulo fotovoltaico KIOTO KPV PE NEC 255Wp PURE. ....	81
Figura A.2 -Datasheet da bateria Rolls T12 250.....	82



## Índice de Tabelas

Tabela 4.1 - Dados retirados para a uma das águas da casa e relativos à produção de eletricidade para sistema de 1kW. ....	28
Tabela 5.1 - Especificações do contrato. ....	38
Tabela 5.2 - Descrição dos períodos em estudo. ....	41
Tabela 6.1 - Valores assumidos para os cálculos. (Ogunjuyigbe, Ayodele, & Akinola, 2016) ..	46
Tabela 6.2 - Resultados dos dimensionamentos de verão. ....	47
Tabela 6.3 - Resultados dos dimensionamentos de inverno. ....	47
Tabela 6.4 – Eficiências do sistema a instalar. ....	49
Tabela 6.5 - Resultado do dimensionamento de módulos fotovoltaicos. ....	50
Tabela 6.6 - Resultado do dimensionamento de o banco de baterias. ....	50
Tabela 6.7 - Propriedades do sistema PV introduzidas. ....	53
Tabela 6.8 - Propriedades do banco de baterias introduzidas. ....	53
Tabela 6.9 - Considerações acerca do tamanho do sistema fotovoltaico para otimização. ....	56
Tabela 6.10 - Considerações acerca do sistema de armazenamento a considerar para a otimização. ....	56
Tabela 6.11 - Preços dos produtos a instalar – Cenário A. ....	60
Tabela 6.12 - Preços dos produtos a instalar – Cenário B. ....	61
Tabela 7.1 - Manutenções a considerar. ....	65
Tabela 7.2 - Garantias oferecidas. ....	66
Tabela A1 - Análise de Viabilidade Económica. Cenário A. ....	83
Tabela A2 - Análise de Viabilidade Económica. Cenário B. ....	85

## Agradecimentos

Sendo o culminar de uma fase importante, não poderia deixar de agradecer a um conjunto de pessoas que de alguma forma me ajudaram ao longo da realização da dissertação.

Em primeiro, queria agradecer ao meu orientador da Faculdade de Ciências, o Professor Doutor Killian Lobato, que contribuiu com os seus conselhos, dicas e vastos conhecimentos, tornando possível a realização do trabalho.

À Universidade de Évora e ao Rodrigo Amaro e Silva, aluno de doutoramento da Faculdade de Ciências, pelos dados disponibilizados que me permitiram fazer parte da dissertação.

Gostaria de dar um agradecimento especial à Engenheira Filipa Menezes da Blastingfm. Pelos inúmeros conselhos, por me ter integrado tão bem na empresa, por me ter dado a oportunidade de fazer este projeto a seu lado e por todas as palavras de ânimo e força que me deu: um muito obrigado. Aos restantes membros da Blastingfm: Catarina, Bernardo, Armando, Zé, Joana e Pedro, vocês fizeram com que me sentisse sempre em casa. Obrigado!

Aos meus excelentes colegas e, acima de tudo amigos, da Faculdade de Ciências, Ana Rita, João, Marcel, Raquel e Rita, obrigado por terem tornado mais fáceis estes anos de estudos.

Às minhas amigas de infância, Rita e Ana, e aos meus amigos que fiz em Lisboa, Leonor, Bernardo, Catarina, Mariana, Margarida e Marcos, obrigado por toda a vossa paciência, alegria e companheirismo ao longo de tantos anos. Vocês foram, não raras vezes, a minha “âncora”.

E porque o melhor vem no fim: à minha família. O maior dos agradecimentos por toda a força, em especial à minha mãe, Manuela, e irmãos, Ricardo e Carolina, por serem a minha maior fonte de força e motivação. De alguma forma, estão presentes em tudo o que faço.

## Símbolos e Notações

<i>AC</i>	Corrente alterna
<i>BTN</i>	Baixa tensão normal
<i>CC</i>	Consumo de cheia
<i>Cd</i>	Consumos diários médios (kWh/dia)
<i>CP</i>	Consumo de ponta
<i>CV</i>	Consumo de vazio
<i>DC</i>	Corrente contínua
<i>DoD</i>	Profundidade de descarga
<i>DSM</i>	<i>Demand Side Management</i>
<i>ER</i>	Energias Renováveis
<i>FIT</i>	Tarifas <i>Feed-in</i>
<i>HSL</i>	Hora solar local
<i>LCOE</i>	<i>Levelized Cost Of Electricity</i>
<i>LST</i>	Hora local <i>standard</i>
<i>IPMA</i>	Instituto Português do Ar e Atmosfera
<i>IVA</i>	Imposto sobre o Valor Acrescentado
<i>MsE</i>	<i>Microsoft Excel</i> ®
<i>PSH</i>	<i>Peak Solar Hours</i>
<i>PV</i>	Energia Solar Fotovoltaica
<i>TPES</i>	<i>Total Primary Energy Supply</i>
<i>TIR</i>	Taxa interna de rentabilidade
<i>USD</i>	Dólares Americanos
<i>UE</i>	Universidade de Évora
<i>VAL</i>	Valor atual líquido

$a$	Taxa de atualização (%)
$a_s$	Azimuth solar (°)
$ca_1$	Cargos de investimento (€)
$ca_2$	Encargos de exploração e manutenção (€)
$C_b$	Capacidade de armazenamento unitária (Ah)
$C_d$	Consumo diário (kWh/dia)
$C_M$	Capacidade de armazenamento do banco de baterias (Ah)
$d_{omj}$	Despesas de Operação e Manutenção (€)
$E_d$	Produção de energia associada a 1 kW instalado (kWh/kW/dia)
$E_{PV}$	Energia que o sistema PV deverá produzir (kWh)
$F_0$	Valor atualizado (€)
$F_t$	Valor acumulado (€)
$h_s$	Ângulo horário solar (°)
$h_{sr}$	Hora do nascer do sol
$h_{ss}$	Hora do por do sol
$I_{max}$	Corrente máxima do controlador de carga (A)
$I_{in}$	Corrente de entrada (A)
$I_{reg}$	Corrente mínima de funcionamento do controlador de carga (A)
$l_{st}$	Hora no meridiano
$l_{local}$	Longitude (Horas)
$N$	Número total de módulos
$N_p$	Número de módulos por <i>string</i>
$N_s$	Número de <i>strings</i>
$N_{bat}$	Número total de baterias
$N_{p,bat}$	Número de baterias em paralelo

$N_{s,bat}$	Número de baterias em série
$P_m$	Potência nominal do painel (W)
$P_p$	Potência de pico (kW)
$P_{PV}$	Potência dos painéis solares (kW)
$V_{DC}$	Tensão em corrente contínua (V)
$V_{mpp}$	Tensão no ponto de potência máxima (V)
$\bar{X}$	Valor médio de radiação ( $W\ m^{-2}$ )
$X_i$	Valor horário de radiação ( $Wm^{-2}$ )
$z$	Ângulo zénite solar ( $^{\circ}$ )
$\alpha$	Altitude Solar ( $^{\circ}$ )
$\beta_{opt}$	Ângulo de Inclinação Ótimo ( $^{\circ}$ )
$\delta_s$	Declinação Solar ( $^{\circ}$ )
$\eta_{bat}$	Média Anual dos preços de energia em mercado
$\eta_{cabos}$	Eficiência dos cabos (%)
$\eta_{inv}$	Eficiência do inversor (%)
$\eta_{reg}$	Eficiência do regulador de carga (%)
$\eta_{sistema}$	Eficiência do sistema (%)
$\sigma$	Desvio Padrão ( $W\ m^{-2}$ )
$\varphi_{ac}$	Autoconsumo
$\varphi_{as}$	Auto-suficiência









## Capítulo 1 – Introdução

Neste capítulo é abordado de forma geral qual o tema a tratar, incluindo a motivação e a estrutura base da mesma. Para além disso, são ainda referidos os objetivos.

### 1.1. Enquadramento

Um dos maiores desafios do futuro próximo é obter a quantidade de energia limpa necessária para tentar conter os efeitos do aquecimento global, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e aliviar o impacto económico da subida dos preços do petróleo. Uma das melhores formas de resolver os problemas anteriores é a utilização de recursos de energia renovável. Neste aspeto, os sistemas de energia solar fotovoltaica desempenham um papel fundamental na geração de eletricidade.(Bayod-Rújula et al, 2013) De facto, verifica-se um dos maiores crescimentos de utilização desta tecnologia para geração de eletricidade na área das energias renováveis e é expectável que essa tendência expansionista se verifique nos próximos anos. (Eltawil & Zhao, 2010)

No entanto, a integração da eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos na rede pode levar a problemas nas redes de distribuição de eletricidade, dada a sua imprevisibilidade horária e anual. Poderão ocorrer momentos com excesso de produção elétrica, em especial nos dias de sol de verão, ou de carência de eletricidade face ao consumo (note-se que este recurso é variável e incontroável). Estas questões poderão ser resolvidas com o desenvolvimento de sistemas adequados de armazenamento de energia associados ao fotovoltaico. Estes sistemas são apropriados para autoconsumo, sendo a sua principal prioridade satisfazer a procura de energia local e, ocasionalmente, alimentar a rede com qualquer excedente de energia produzido. Desta forma, energia produzida em excesso pode ser imediatamente armazenada. Estes sistemas deverão estar associados a estratégias inteligentes de gestão, de modo a evitar a sobrecarga e a injeção de potência excessiva na rede. (Bayod-Rújula et al., 2013; Moshövel et al., 2015)

Existem, ainda, considerações importantes a ter em conta. O autoconsumo aumenta a competição no mercado (a nível de preços do sistema solar), ajudando na transformação do mesmo, uma vez que estimula o aparecimento de novos serviços que melhor se adequem às necessidades do consumidor. Desta forma, o consumidor torna-se ativo no panorama de transição energética, através dos contínuos investimentos. Por fim, a utilização (residencial e dos serviços) de energia solar para autoconsumo pode fornecer eletricidade economicamente competitiva ao utilizador, protegendo-o da volatilidade dos preços da energia. (Solar Power Europe, 2015)

### 1.2. Panorama Energético Renovável Mundial e Português

As Energias Renováveis (ER) encontram-se já estabelecidas como fontes de energia reconhecidas no mercado energético mundial. A crescente melhoria da relação custo-benefício, o contínuo financiamento, as constantes políticas de incentivo, a sua segurança e o crescimento de necessidades energéticas globais têm sido fundamentais no rápido crescimento das tecnologias renováveis. (Kristin Seyboth et al., 2016)

Em 2015, foram 195 os países que se juntaram para o Acordo de Paris (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC), cujo principal objetivo é assegurar que o aumento da temperatura média global fique 2°C abaixo dos níveis pré-

industriais. Para tal, a maioria dos participantes comprometeu-se a utilizar as ER e aumentar a eficiência energética nos diversos sectores. (Kristin Seyboth et al., 2016)

Durante esse ano foram instalados mundialmente cerca de 147 gigawatts (GW) de potência elétrica proveniente de ER (bem como à volta de 38 gigawatts térmicos – GWth). Dos 147 GW instalados, cerca de 77% corresponde a energia solar fotovoltaica (PV) e energia eólica - estes verificam, pelo segundo ano consecutivo, records de novas instalações. É, atualmente, instalada mais potência proveniente de ER do que de todas os combustíveis fósseis combinados, o que leva a que já cerca de 23.7% de toda a eletricidade mundial seja alimentada por fontes de ER, grande parte proveniente de energia hídrica. A tecnologia PV está a ter um crescimento acentuado, no entanto a produção de eletricidade PV ainda é pequena (1.2%).(Administration, 2017; Kristin Seyboth et al., 2016)

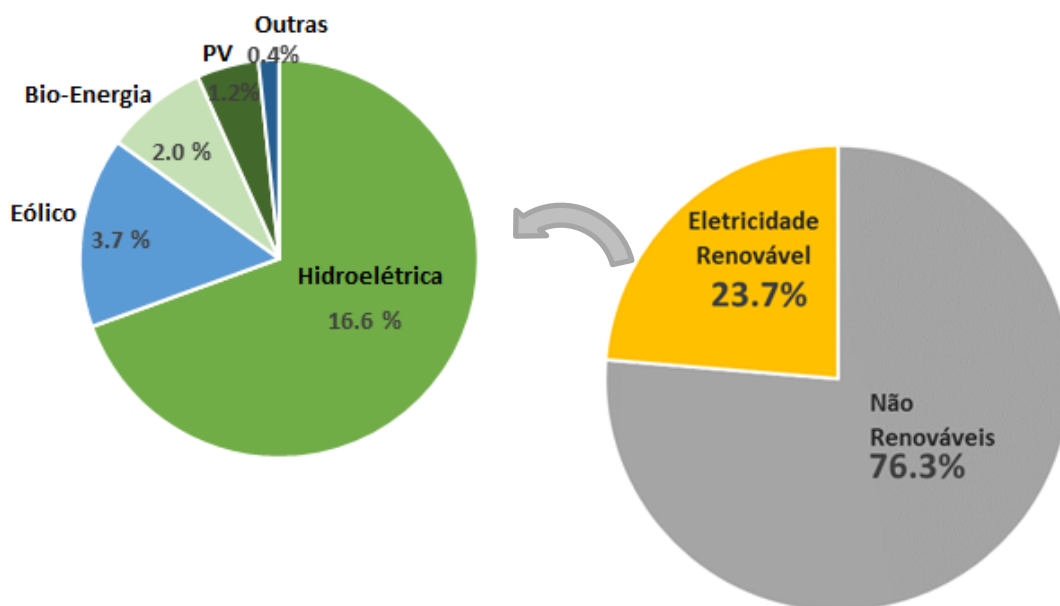


Figura 1.1 - Percentagem estimada de Produção Eléctrica de ER Global. (Kristin Seyboth et al., 2016)

Uma vez que o foco da presente dissertação é a Energia Solar Fotovoltaica, é importante denotar certas considerações acerca desta tecnologia.

De 2005 a 2015, a capacidade instalada de PV aumentou significativamente – em 2015, a potência adicionada (50 GW) era dez vezes superior a toda a potência instalada há uma década (5.1 GW), perfazendo um total de 227 GW instalados mundialmente. O aumento de competitividade do PV, a crescente procura pela tecnologia e a necessidade das economias de globais se tornarem mais limpas são fatores que têm contribuído para o perfil expansionista do mercado global de PV. (International Energy Agency IEA, 2014; Kristin Seyboth et al., 2016)

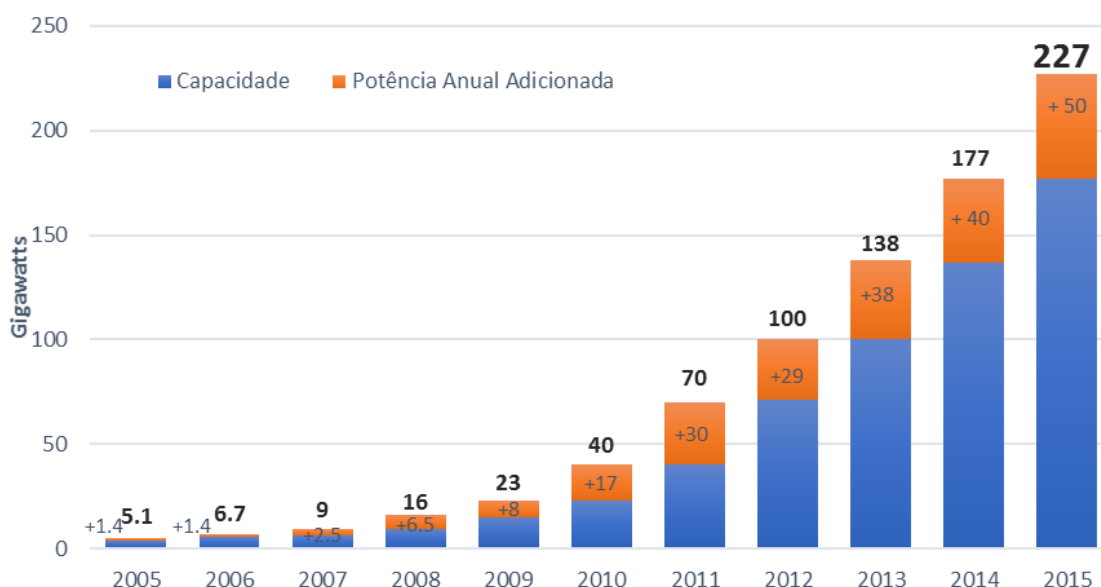


Figura 1.2 - Potência instalada de Energia Solar Fotovoltaica, 2005-2015. (Kristin Seyboth et al., 2016)

Pode-se considerar que a Energia Solar Fotovoltaica tem um papel substancial na geração de eletricidade de alguns países. Em 2015, o PV instalado na Europa contribuiu para cerca de 3.5% do consumo total de eletricidade - contrastando com apenas 0.8% em 2008. Em países como Itália e Alemanha, o PV gerou, respetivamente, cerca de 7.8% e 6.4% da eletricidade consumida. Cerca de 22 países a nível mundial, incluindo alguns europeus, Austrália, Chile, Tailândia, Japão e Israel, já possuem potência instalada suficiente desta tecnologia que represente 1% dos seus consumos. (Kristin Seyboth et al., 2016)

O crescente interesse na energia solar fotovoltaica deve-se às contínuas melhorias no desenvolvimento da tecnologia (a nível de manufatura, redução de custos dos sistemas e dos módulos PV) e estima-se que o custo de utilização e operação dos sistemas PV baixe 57% até 2025, comparativamente a 2015. Esta diminuição de custos reflete-se nas tendências do custo de energia – LCOE<sup>1</sup> (*Levelized Cost Of Electricity*), que caiu 58 % em apenas cinco anos, entre 2010 e 2015 e é expetável que esta tendência de redução continue. Em 2015, o valor médio do LCOE para o PV era de 0.13 Dólares Americanos (USD) por kWh e estima-se que esse valor baixe para 0.055 USD/kWh em 2025, uma redução de quase 60%. Note-se que em 2015 e 2016 verificaram-se estimativas de preços record do LCOE para projetos a ter início em 2017/2018, por exemplo de 0.048 USD/kWh no Peru e 0.045 USD/kWh no México. Existem outras estimativas que se encontram em linha com a tendência anterior. Por exemplo, é expetável que o custo energético se encontre entre os 0.03 e os 0.06 USD/kWh em 2026. (International Renewable Energy Agency, 2016)

<sup>1</sup> *Levelized Cost Of Electricity* – LCOE – é uma das principais medidas da indústria de serviços públicos/ energéticos para determinar o custo da eletricidade produzida por determinado gerador, funcionando como uma medida que compara a competitividade de diferentes tecnologias. É calculado pela contabilização de todos os custos expetáveis e associados a um sistema energético ao longo do seu tempo de vida útil (construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros e incentivos), sendo estes divididos pelo total de potência que se espera produzir (kWh) durante o tempo de vida do sistema. Quando se fala num LCOE relativamente baixo significa que a eletricidade está a ser produzida a baixo custo, sendo que o investidor deverá ter maiores retornos. (EIA, 2016)

Embora esteja a atravessar um período austero na economia, Portugal tem vindo a trabalhar, desde 2008, no desenvolvimento das suas políticas energéticas, verificando-se um desenvolvimento das energias renováveis do país. Na última década, Portugal tem sido considerado um dos líderes europeus na utilização de fontes de ER, sendo o sétimo país com a maior percentagem de utilização destas. As fontes de Energias Renováveis representaram aproximadamente 24.5% do total de energia primária fornecida (*Total Primary Energy Supply – TPES*) em 2014, sendo o *share* de PV de 0.6%. Comparativamente a 2004, tem-se verificado no território português um crescente na utilização de energia eólica, energia solar fotovoltaica e geotérmica. Em 2014, a eletricidade gerada pelas fontes de ER chegou aos 31.9 Terawatt-hora (TWh), ou seja, um total de 61.3% de toda a eletricidade gerada (um aumento significativo dos 28.1% de eletricidade gerada em 2004). (IEA, 2016)

Nesse mesmo ano, a Energia Solar Fotovoltaica fez um total de 1.2% da eletricidade gerada em Portugal, tendo esta um papel fundamental na produção descentralizada de eletricidade. Os programas de micro e mini geração preveem a instalação de 250 MW de potência até 2020. Para além disso, os projetos de autoconsumo de energia PV irão aumentar a percentagem de penetração desta no *mix* energético português. (IEA, 2016; International Energy Agency IEA, 2014)

### 1.3. Motivação e Objetivos

A motivação do presente trabalho é a criação de um projeto de produção de eletricidade que seja autossuficiente e capaz de suprir as necessidades energéticas de um cliente da Blastingfm. Pretende-se também que o projeto em causa traga benefícios para a Blastingfm e seja rentável do ponto de vista energético e económico.

Os principais objetivos do presente estudo são:

1. Análise do recurso solar – com dados de radiação de Lisboa e do Alentejo, mais propriamente Évora, será feita uma breve análise do recurso solar em termos da sua previsibilidade. Será ainda feita uma curta comparação entre dados reais e dados retirados da plataforma PVGIS® (Dados Reais vs Dados Modelados);
2. Estudo da radiação solar em termos de inclinação ótima para captação de energia solar;
3. A análise do consumo da habitação – Com elementos fornecidos pelo cliente, será feita um estudo de como varia o consumo energético do local ao longo do ano, assim como a tentativa de construção de diagramas de carga;
4. Elaboração de várias hipóteses até se chegar a um sistema energético com recurso a energia solar que melhor se adequa aos requisitos do cliente;
5. Pesquisa de equipamentos a instalar na conceção final da solução fotovoltaica;
6. Análise económica ao sistema a implementar.

### 1.4. Estrutura da dissertação

No Capítulo 2 são apresentados fundamentos teóricos relacionados com o recurso solar, sistema fotovoltaico e autoconsumo.

No Capítulo 3 é apresentada uma análise ao recurso solar em Portugal, com dados de radiação de várias fontes.

No Capítulo 4 explicita-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento da dissertação, incluindo os dimensionamentos, o *software* utilizado e a análise de viabilidade económica.

No Capítulo 5 é apresentado o caso de estudo do presente trabalho, clarificando as suas características relevantes.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados da utilização da metodologia proposta.

No Capítulo 7 são apresentadas práticas relacionadas com a instalação do sistema fotovoltaico e cuidados a ter com o mesmo.

No Capítulo 8 são apresentadas as principais conclusões relativas ao trabalho desenvolvido.

## Capítulo 2 – Teoria

Uma vez que a presente dissertação tem como foco um sistema que utilize o recurso solar como fonte energética para funcionamento, este capítulo tem como intuito referir aspetos teóricos importantes acerca deste: a geometria solar terrestre, a radiação solar e as suas componentes, assim como expressões relevantes.

É também feita uma breve abordagem teórica ao tipo de sistema energético que se pretende implementar na habitação - um sistema fotovoltaico de autoconsumo.

### 2.1. Recurso solar

A energia solar representa a fonte permanente de energia mais abundante no planeta. A energia solar intercetada pelo planeta anualmente é cerca de cinco mil vezes superior à soma de todas as outras energias (energia nuclear terrestre, geotermal, gravitacional, etc). Da energia solar extraterrestre – sob a forma de radiação – apenas um terço corresponde ao total da radiação solar terrestre, sendo que dessa porção 70% incide nos oceanos. No entanto, os restantes 30% que incidem em solo terrestre correspondem a uma quantidade de energia significativa e corresponde a, aproximadamente, seis mil vezes o consumo energético total dos Estados Unidos da América (em 2009, por exemplo). (Goswami, 2015)

#### 2.1.1. Componentes da Radiação

Quando incidente num qualquer recetor, a radiação solar pode ser dividida em três principais componentes (Pereira & Oliveira, 2011):

- Radiação Direta: representa todos os raios solares que são recebidos pelo recetor quando em linha reta com sol, ou seja, a que incide diretamente na superfície;
- Radiação Difusa: diz respeito à luz solar recebida de forma indireta, ou seja, que é proveniente da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras suspensas na atmosfera, assim como de outros obstáculos atmosféricos;
- Radiação Refletida no Albedo: refere-se à radiação que é proveniente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente em nuvens e na superfície terrestre. O termo albedo traduz-se como a razão entre a radiação refletida e a incidente.

Para além das componentes anteriormente referidas, pode ainda definir-se a radiação de duas formas:

- Radiação global, respeitante às porções incidentes em qualquer superfície em estudo, ou seja, a soma entre as radiações direta e difusa.
- Radiação total, que engloba a radiação total e a refletida no albedo.

#### 2.1.2. Geometria da Terra e do Sol

A quantidade de radiação solar intercetada pela terra varia ao longo do ano, uma vez que a distância entre a terra e o sol varia ao longo do ano, à medida que o planeta orbita a estrela, sendo essa distância média sol-terra cerca de  $1.496 \times 10^{11}$  m. (Goswami, 2015)

Dada esta variabilidade, de forma a calcular corretamente a radiação insolar incidente em qualquer superfície, torna-se necessário definir a localização exata do sol relativamente a essa mesma superfície. Assim, pode definir-se, primeiramente, a declinação solar,  $\delta_s$ . Esta representa o ângulo entre a linha sol-terra (através dos seus centros) e o plano do equador. A declinação varia entre  $-23.45^\circ$  e  $+23.45^\circ$  (nos solstícios de inverno e verão, respetivamente), sendo este valor  $23.45^\circ$  correspondente à inclinação da terra em relação a um eixo vertical, associado à sua rotação diária. Para além disso, nos equinócios de primavera e de outono (21 de março e 21 de outubro, respetivamente), considera-se que  $\delta_s = 0^\circ$ . (Goswami, 2015; Tidwell & Weir, 2016)

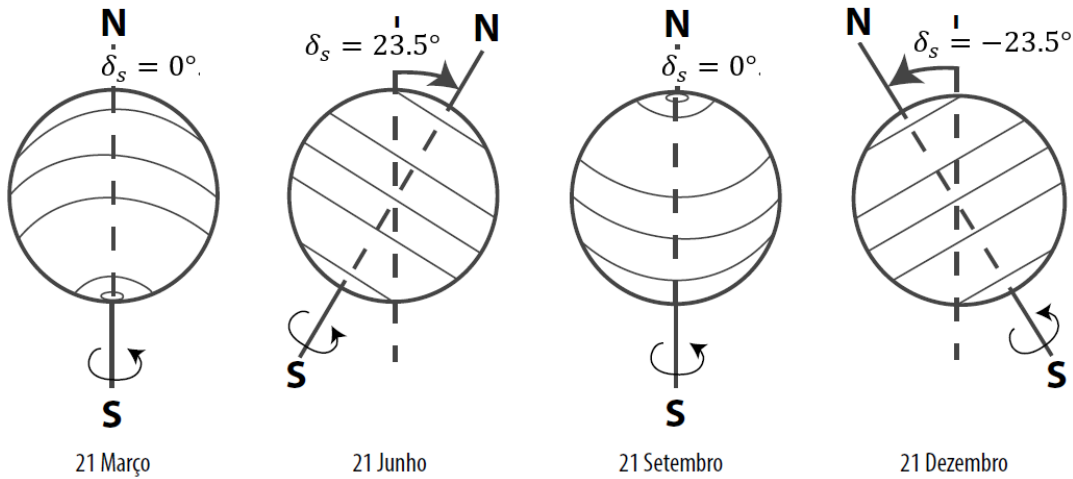


Figura 2.1 - Variação da declinação solar ao longo do ano. (Tidwell & Weir, 2016)

A declinação corresponde, assim, ao valor associado à latitude a qual a radiação solar incide diretamente segundo um eixo vertical ao meio dia solar para certo dia. (Tidwell & Weir, 2016):

$$\delta_s(^{\circ}) = 23.45^{\circ} \sin \left[ \frac{360 \times (284 + n)}{365} \right] \quad (2.1)$$

onde  $n$  corresponde ao dia do ano, começando em  $n = 1$  (1 de Janeiro) e acabando em 365.

De forma a determinar a radiação e produção de energia associada a instalações solares em dada localização, é necessário determinar a posição exata do sol em relação a esse local. É, então, conveniente assumir que a Terra se encontra fixa e descrever o movimento aparente do sol num sistema de coordenadas terrestres e com a sua origem no local de interesse. (Goswami, 2015)

A posição aparente do sol pode ser descrita por dois ângulos: a altitude solar e o azimute solar. A altitude solar,  $\alpha$ , é o ângulo entre uma linha colinear com os raios solares e o plano horizontal. O azimute solar,  $a_s$ , é o ângulo entre a direção Sul e a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal. Por convenção, o ângulo azimute assume valores negativos a este da direção Sul e valores positivos a oeste, ou seja:  $a_s = 0$ , em sul e varia entre os valores  $-90^\circ$  e  $+90^\circ$  entre este e oeste, respetivamente. (Goswami, 2015)

O ângulo zénite solar,  $z$ , é o ângulo formado entre o plano vertical e linha do sol e pode ser calculado de acordo com a equação (2.2):

$$z(^{\circ}) = 90^{\circ} - \alpha \quad (2.2)$$

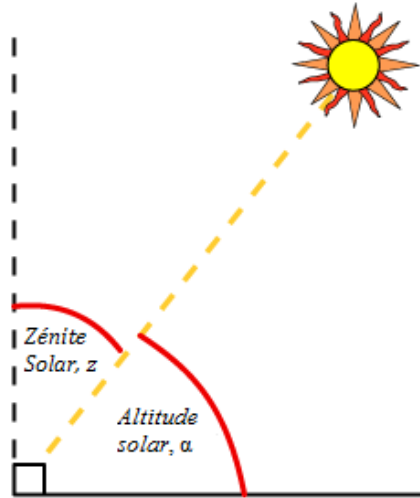


Figura 2.2 - Representação do Zênite Solar e Altitude Solar – modificado. (Goswami, 2015)

Os ângulos de altura solar  $a$  e de azimuth solar podem ser expressos em função dos ângulos fundamentais (Goswami, 2015) :

- Ângulo horário solar,  $h_s$ , O ângulo horário de  $15^\circ$  corresponde a uma hora, demorando 24 horas a completar a volta completa de  $360^\circ$ . Para a hora que o Sol está mais alto (meio dia solar) o ângulo solar é nulo, para a manhã é negativo e para a tarde é positivo.

$$h_s(^{\circ}) = (15^{\circ}/h) \times (\text{tempo, em horas, desde o meio dia solar}) \quad (2.3)$$

- Latitude,  $L$ , ou seja, o ângulo entre a linha do centro da terra até ao local e o plano equatorial. Esta depende da localização no planeta, considerando-se positiva no hemisfério norte e negativa no hemisfério sul.
- Declinação solar,  $\delta_s$ , já referida anteriormente e que depende do dia do ano.

### 2.1.3. Horas e ângulos solares

De forma a calcular os ângulos solares, é necessário determinar a Hora Solar Local (HSL), que difere da Hora Local *Standard* (LST) (Tidwell & Weir, 2016). Assim sendo, é necessário estabelecer uma relação entre a HSL e LST. No entanto, antes disso, há que considerar que velocidade de rotação da Terra em torno do Sol não é constante, uma vez que a órbita não é circular, pelo que há que introduzir uma correção - *ET* (*equation of time*) – que pode ser exprimida em função de cada dia,  $n$ , da seguinte forma (“Solar Time,” PV Education):

$$ET (\text{minutos}) = 9.87 \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B \quad (2.4)$$

Sendo:

$$B(^{\circ}) = \frac{360(n - 81)}{364} \quad (2.5)$$



Feita esta correção, pode estabelecer-se a relação anteriormente referida de acordo com a equação (2.6).

$$HSL = LST + ET + (l_{st} - l_{local}) \times 4 \text{ minutos/grau} \quad (2.6)$$

em que:

$l_{st}$  é a hora no meridiano em causa e  $l_{local}$  representa a longitude.

Recorrendo a razões trigonométricas e considerando que  $L$  é a latitude do local, é possível calcular a altitude solar,  $\alpha$  e azimute solar,  $a_s$  para esse mesmo ponto (Goswami, 2015) a partir das equações (2.7) e (2.8), respetivamente.

$$\sin \alpha = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s \quad (2.7)$$

$$\sin a_s = \frac{\cos \delta_s \sin h_s}{\cos \alpha} \quad (2.8)$$

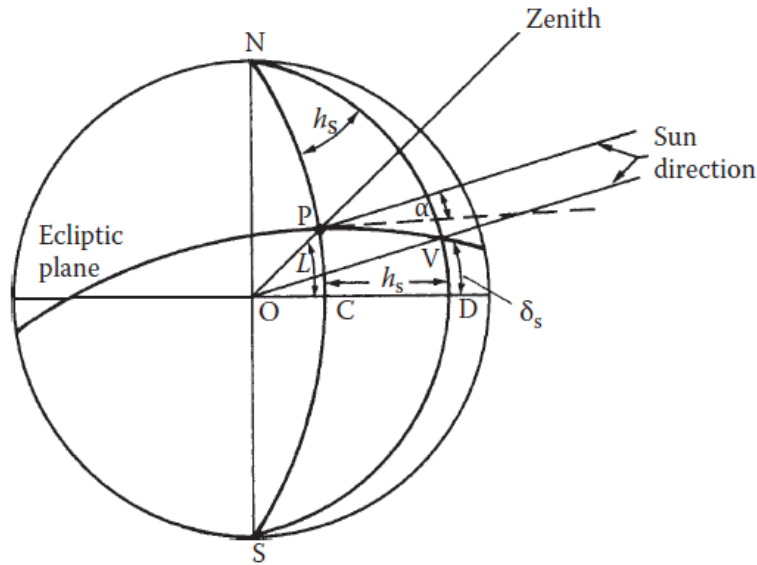


Figura 2.3 - Definição de  $h_s$ ,  $\delta_s$  e latitude  $L$  no local de interesse (P). (Goswami, 2015)

Ao meio dia solar  $h_s = 0$ , pelo que  $\alpha = 90 - |L - \delta_s|$  e  $a_s = 0$ .

Para um dado dia do ano e um dado local, podem calcular-se as horas (solares) e os correspondentes ângulos horários solares, do nascer do sol,  $h_{sr}$ , e do pôr do sol,  $h_{ss}$ . Para tal, basta assumir  $\alpha = 0$  na equação (2.7), resultando:

$$h_{ss}, h_{sr} = \pm \cos^{-1}[-\tan L \tan \delta_s] \quad (2.9)$$

## 2.2. Componentes do Sistema Fotovoltaico

### 2.2.1. Painéis Fotovoltaicos

A energia fotovoltaica diz respeito à tecnologia que gera potência elétrica em corrente contínua (DC), medida em Watts, a partir de materiais semicondutores, quando estes são iluminados por fótons. Enquanto incidir luz na célula solar – componente individual do PV – é gerada potência elétrica. As células solares são constituídas por materiais chamados semicondutores, que tem eletrões ligados de forma fraca que ocupam uma faixa energética chamada banda de valência (*valence band*). No caso de ser exercida sob um eletrão de valência uma energia superior a certo limite - energia de *band gap* - as ligações são quebradas e o eletrão encontra-se livre para se deslocar até uma nova camada de energia chamada camada de condução (*conduction band*), onde se torna possível a condução de eletricidade através do material. Assim, os eletrões livres na banda de condução são separados da banda de valência pelo intervalo de banda (medidos em unidades de eletrão de volts V, ou eV). Essa energia necessária para a libertação do eletrão pode ser fornecida por fótons, que são partículas de luz. Assim, de forma geral, quando as células solares se encontram expostas à luz solar, os fótons atingem os eletrões da banda de valência, quebrando as suas ligações e encaminhando-os para a camada de condução. Nesta camada, um contato seletivo, que faz a coleção dos eletrões, encaminha os eletrões para um circuito externo. Os eletrões perdem a sua energia ao fazerem trabalho num motor elétrico, que depois pode ser utilizado para bombear água, alimentar uma lâmpada ou máquina de costura, entre outros. De seguida, os eletrões são restaurados para a célula solar através do *loop* de retorno do circuito, feito através de um segundo contato seletivo, que os encaminha de volta à banda de valência com a mesma energia com que haviam iniciado o seu caminho. Este movimento de eletrões no circuito externo e nos contatos é chamado de corrente elétrica. (Luque & Hegedus, 2003)

O potencial ao qual os eletrões são entregues à corrente exterior é superior à energia necessária para a sua excitação (ou seja, maior que a energia da *band gap*). Assim, por exemplo, um material com um *band gap* de 1 eV, se os eletrões forem excitados por um fóton de 2 ou 3 eV terão um potencial ligeiramente superior a 1 V (ou seja, o eletrão é entregue com uma energia de 1 eV). A potência elétrica produzida é o produto da corrente pela tensão, ou seja, a potência diz respeito ao número de eletrões livres multiplicados pelo seu potencial. (Luque & Hegedus, 2003)

Para aplicações práticas, um painel/módulo fotovoltaico diz respeito a um grande número de células fotovoltaicas ligadas e encapsuladas, sendo este o produto final vendido ao consumidor. Dado que estes produzem eletricidade em corrente contínua, e que os aparelhos eletrónicos trabalham em corrente alterna (AC), é necessária a introdução de um inversor para fazer esta conversão. (Luque & Hegedus, 2003)

### 2.2.2. Inversor

Os inversores são dispositivos utilizados para fazer a ligação entre o gerador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos) e a carga AC dos equipamentos ou a rede. Têm o objetivo de converter o sinal elétrico DC proveniente do gerador fotovoltaico num sinal AC, sendo que, numa fase posterior, ajusta o sinal para a frequência e nível de tensão da rede à qual está ligado.

Estes equipamentos podem ser utilizados para vários tipos de configurações:

- Sistemas ligados à rede;
- Sistemas desligados da rede com baterias recarregáveis;

- Sistemas de bombeamento com baterias de armazenamento.

#### 2.2.2.1. Inversor para sistemas ligados à rede

O planeamento de um sistema PV ligado à rede começa com a escolha de um inversor adequado. É este primeiro passo que determina a tensão a considerar no lado DC, e o gerador fotovoltaico é depois configurado de acordo com características de *input* do inversor. A sua principal tarefa é converter a corrente DC gerada pelos módulos fotovoltaicos num sinal de 50 Hz em AC, de acordo com as especificações da rede. Contrariamente a outros tipos de inversores, estes devem conseguir responder tanto às características da rede elétrica como às do gerador de energia solar. Dado que toda a corrente proveniente dos módulos circula no inversor, as suas propriedades afetam o comportamento e resultados operacionais do sistema fotovoltaico. (Luque & Hegedus, 2003)

Para além da eficiência da conversão de corrente, o inversor deverá ter integrados componentes que controlem o modo de operação diário: este deverá assegurar que a operação inicia (durante a manhã) assim que a energia solar é suficiente para que as células solares entrem em funcionamento. Ao longo do dia, o seu funcionamento ótimo varia com as flutuações de energia solar e a temperatura do módulo. Os inversores inteligentes deverão, assim, incluir componentes eletrónicos de controlo que reajustem continuamente o equipamento para funcionar no seu ponto mais favorável – *maximum power point tracking* (MPPT). Para além disso, deverão estar incluídos equipamentos de segurança no inversor que automaticamente desliguem o sistema em casos de irregularidades na rede ou no gerador solar. (Luque & Hegedus, 2003)

#### 2.2.2.2. Inversor para sistemas desligados da rede

Estes inversores deverão ser capazes de alimentar um elevado número de equipamentos elétricos, pelo que a sua eficiência deverá rondar os 90%. A qualidade do inversor autónomo depende de um conjunto de características, como por exemplo (Luque & Hegedus, 2003):

- Proteção contra sobreintensidades;
- Baixa flutuação da tensão e frequência de saída;
- Alta eficiência;
- Baixo consumo em *stand-by* com autodeteção da presença de uma carga;
- Capacidade de suportar curto-circuitos;
- Elevada tolerância às correntes de arranque.

#### 2.2.3. Baterias

Para sistemas PV desligados da rede, os sistemas de armazenamento de energia tornam-se importantes para compensar os períodos sem radiação solar suficiente (por exemplo, durante a noite ou em dias nublados). Neste contexto, recorre-se normalmente a baterias de ácido de chumbo. Existem também baterias de níquel-cádmio, hidreto metálico e de iões de lítio.

Para caracterizar uma bateria, é necessário ter em conta alguns fatores, entre eles a sua tensão, densidade e energia específica, rendimento energético, capacidade (quantidade máxima de energia elétrica que a bateria pode fornecer durante o seu processo de descarga e até a descarga estar completa), auto descarga (percentagem de descarga da bateria mesmo quando não é utilizada), ciclos de vida (número de vezes que bateria pode carregar/descarregar durante a sua vida útil) e profundidade de descarga.

#### 2.2.4. Regulador de carga

O regulador de carga funciona como elo de ligação entre os módulos fotovoltaicos, o banco de baterias e a carga de consumo. Este controla o armazenamento de energia das baterias, evitando a sua sobrecarga/sobredescarga, através da análise da tensão na mesma. As suas características principais para bom funcionamento são (Luque & Hegedus, 2003):

- Apresentar um baixo consumo interno;
- Elevada eficiência é recomendável (96% a 98%);
- Cortar a ligação entre as baterias e o consumo em caso de uma descarga profunda;
- Carregamento deverá ser feito a altas tensões;
- Tensão de rutura dos componentes semicondutores deverá ser pelo menos duas vezes a tensão em circuito aberto do gerador solar;
- Proteção integrada no caso de sobretensão;
- Deve encontrar-se num local abrigado.

### 2.3. O autoconsumo

Tem-se verificado, nos últimos anos, um aumento no interesse em sistemas de eletricidade gerada por autoconsumo com sistemas fotovoltaicos instalados na cobertura de residências/edifícios. Esta tendência está ligada, essencialmente, a fatores económicos (Beck, Kondziella, Huard, & Bruckner, 2016):

1. A diminuição dos preços dos painéis/sistemas fotovoltaicos (que os torna mais atrativos para investimento), visto que se tem verificado a diminuição do seu custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost Of Electricity – LCOE*) e das tarifas *feed-in*<sup>2</sup> (FIT);
2. O aumento de preços de eletricidade, no sector residencial, para o consumidor.

Tem-se, também, verificado um aumento no interesse de sistemas de armazenamento de energia com recurso a baterias e ligados à rede elétrica, sistemas esses eram maioritariamente utilizados para sistemas *off-grid*. (Twaha, Idris, Anwari, & Khairuddin, 2012)

Para o contexto do trabalho desenvolvido, o conceito de autoconsumo é definido como a quantidade de energia obtida através do sistema PV que é totalmente consumida no local, sendo o produtor o proprietário do sistema. (Merei, Moshövel, Magnor, & Sauer, 2016)

No caso de existir um excedente de produção energética pelo sistema solar, este excesso poderá ser armazenado em baterias, de forma a que possa ser utilizado numa altura em que o aproveitamento solar para produção elétrica não seja suficiente para cobrir a demanda energética.

Pode encarar-se o presente projeto como sendo um sistema fotovoltaico de autoconsumo, dado que a produção e o consumo de eletricidade se encontram na mesma instalação e o autoconsumo já se encontra regulado em Portugal (Decreto de Lei nº 153/2014 de 20 de outubro).

Note-se que é um requisito do cliente que o sistema a implementar tenha associado um banco de baterias, de forma a minimizar a sua ligação à rede, pelo que será uma parte a explorar na

---

<sup>2</sup> FIT - representa uma política de fornecimento de energia, promovendo a rápida integração de recursos de energia renovável. As FIT oferecem uma garantia de pagamentos da eletricidade aos produtores de energia renovável. (NRLE, 2014)

presenta dissertação. A solução de energia apresentada poderá ser interessante no futuro, quando a tecnologia fotovoltaica e baterias se tornarem mais baratas e, possivelmente, o custo da eletricidade da rede nacional mais cara (cenário hipotético).

### 2.3.1. Definições matemáticas

De forma a melhor entender o conceito de autoconsumo, é importante mostrar graficamente os perfis de potência de consumo e de produção através de PV num local. Para tal, recorreu-se à Figura 2.4, que mostra um exemplo hipotético de produção/consumo. Nesta, é possível observar, essencialmente, 3 áreas distintas:

- Área A: Procura energética do local;
- Área B: Energia produzida pelo sistema PV;
- Área C: esta sobreposição entre as áreas A e B representa a energia do sistema PV que é diretamente para consumo num edifício.

É esta última área que é denominada como o autoconsumo absoluto. No entanto, de forma mais generalista, o autoconsumo diz respeito à porção de energia autoconsumida em relação ao total de produção. Assim, pode-se exprimir a fração que da produção que é autoconsumida como:

$$\text{Fração de Autoconsumo} = \frac{C}{B + C} \quad (2.10)$$

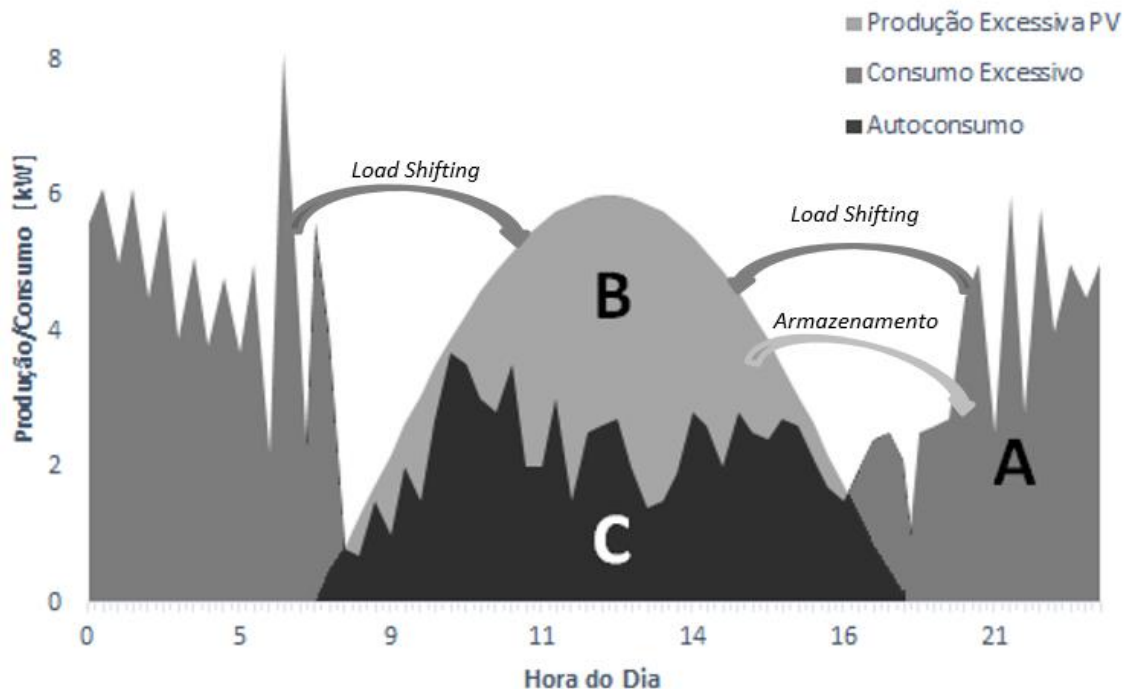


Figura 2.4 - Esquema de um diagrama de consumo/produção diário. (Luthander, Widén, Nilsson, & Palm, 2015)

Também é possível utilizar outra medida para estes sistemas: autossuficiência. Esta diz respeito à parte autoconsumida (área C) em relação à procura energética do total (Áreas A + C). Por outras palavras, esta medida traduz em que medida a geração de energia no local é suficiente para colmatar as necessidades energéticas do edifício.

$$\text{Fração de Auto – suficiência} = \frac{C}{C + A} \quad (2.11)$$

De forma mais formal, o autoconsumo pode ser definido de outra maneira. Para tal, tem-se em conta o consumo instantâneo de potência do edifício em causa  $E(t)$  e a geração de potência instantânea do sistema PV do local  $P(t)$ . A geração de energia que é utilizada no local é limitada quando os perfis de carga de consumo e de geração são mínimos, ou seja:

$$M(t) = \min \{E(t), P(t)\} \quad (2.12)$$

sendo  $M(t)$  a parte referente à sobreposição entre a geração e a procura energética.

No caso de existir um sistema de armazenamento de energia, há que ter em conta as perdas associadas ao carregamento, armazenamento e descarregamento. Desta forma, adiciona-se à equação anterior o termo  $S(t)$  – potência para/da a unidade de armazenamento (baterias, por exemplo). Quando a carregar,  $S(t) < 0$  e o contrário quando a descarregar,  $S(t) > 0$ . Neste caso, sobreposição entre a geração e a procura energética calcula-se através de:

$$M(t) = \min \{E(t), P(t) + S(t)\}. \quad (2.13)$$

Finalmente, e tendo em conta o referido anteriormente, o autoconsumo  $\varphi_{ac}$  e a autossuficiência  $\varphi_{as}$  podem ser definidos da seguinte forma:

$$\varphi_{ac} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} P(t) dt} \quad (2.14)$$

$$\varphi_{as} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} L(t) dt} \quad (2.15)$$

O período típico de integração é um ano, dado que só assim se conseguem ter em contas as variações sazonais de consumo/produção de eletricidade.

### 2.3.2. Opções para melhoria do autoconsumo

De modo a diminuir a dependência da rede elétrica, podem ser tomadas medidas que aumentem e melhorem o autoconsumo em aplicações domésticas. Existem, essencialmente, duas formas de o fazer: ou através da utilização de sistemas auxiliares de armazenamento de energia e/ou através da gestão da carga (*Demand Side Management* – DSM), podendo utilizar-se as duas simultaneamente ou em separado. (Munkhammar, Lingfors, Luthander, & Wid, 2016)

#### 2.3.2.1. *Demand Side Management* - DSM

DSM consiste numa forma de otimizar o sistema de energia numa perspetiva do consumo e de alterações de comportamentos. Pode-se definir, assim, o termo *load shifting* (tal como

observado na Figura 2.4): consiste em alterar as alturas do dia em que se utilizam determinados equipamentos de consumo doméstico. Tome-se como exemplo o seguinte: tentar utilizar a máquina de lavar a roupa/loja e equipamentos de aquecimento/arrefecimento (incluindo sistemas de ar-condicionado) em horas em que existe excesso de produção do sistema PV, ao invés de se utilizarem em horários de grandes “picos” de consumo. Desta forma, o intervalo temporal em que o consumidor utiliza a energia da rede diminuirá. Este controlo/mudança de horários de utilização de equipamentos pode ser feito manualmente, de forma automatizada, através de equipamentos para esse fim (*smart-meeters*, limitadores de potência) ou através de previsões de temperatura e radiação solar. (Luthander et al., 2015)

#### 2.3.2.2. Tecnologias de Armazenamento de Energia

Para aplicações domésticas, os sistemas de armazenamento com recurso a banco de baterias são os mais adequados (em termos de conversão de eletricidade e dependendo do período de armazenamento). Existem, a nível comercial, baterias de vários tipos e que são apropriadas ao tipo de sistema anteriormente referido: baterias de ião de Lítio, etc. As tecnologias têm diferentes preços e vantagens/desvantagens relativamente umas às outras, sendo importante ter em conta os seguintes fatores aquando da aquisição das mesmas, e.g.: número de ciclos de carga e descarga, profundidade de descarga típica, sensibilidade à temperatura, eficiência de carga e descarga, tempo de auto-descarga. No entanto, existe algo em comum: os custos de armazenamento são, ainda, relativamente elevados e podem variar para a aquisição de capacidade de armazenamento de 1 kWh entre algumas centenas até mais de mil dólares. (Luthander et al., 2015)

Visto isto, com a instalação adicional de um conjunto de baterias para acumulação energética, o rácio de autoconsumo da habitação deverá aumentar. (Merei et al., 2016)

Note-se que autoconsumo é diferente do rácio de autoconsumo: O primeiro refere-se à energia autoconsumida em kWh, enquanto o segundo termo se refere à percentagem de eletricidade autoconsumida relativamente ao total de produção elétrica do sistema fotovoltaico. (Munkhammar et al., 2016)

## Capítulo 3 – Estudo do Recurso Solar

Neste capítulo é feita uma breve análise ao recurso solar em Portugal, em particular para as cidades de Lisboa e Évora. Os dados trabalhados foram disponibilizados pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) no caso de Lisboa. Pretende-se também explorar o recurso na zona de interesse – Alentejo. Assim sendo, utilizaram-se dados de radiação solar da Universidade de Évora, para essa mesma cidade.

É, ainda, feita uma comparação entre os dados disponibilizados e os dados da plataforma PVGIS®.

### 3.1. A ferramenta PVGIS®

A sigla PVGIS® - *Photovoltaic Geographical Information System* – designa uma ferramenta *online* e gratuita, disponibilizada pela Comissão Europeia, que serve como calculadora para sistemas de energia solar fotovoltaica (sistemas autónomos ou ligados à rede). A sua base de dados encontra-se disponível para a Europa, África e Ásia. Esta disponibiliza mapas de radiação solar e simula a geração de eletricidade solar para um local escolhido. É, então, útil no cálculo da energia mensal e anual, em kWh, de um sistema fotovoltaico, depois de definida a sua potência, inclinação e orientação dos módulos. Para além disso, serve como uma base de dados em forma de mapa para a radiação solar, podendo-se retirar a distribuição geográfica e temporal do recurso solar. (Djurđjevic, 2011)

#### 3.1.1. Princípio de Funcionamento

Para o cálculo dos *outputs*, é utilizada uma base de dados de radiação solar obtida a partir de dados climatéricos homogeneizados para a Europa e disponíveis no Atlas de Radiação Solar Europeu, utilizando o modelo *r.sun* e as técnicas de interpolação espacial *s.vol.rst* e *s.surf.rst*. (European Commission - Institute for Energy and Transport, 2012)

O modelo *r.sun* estima as componentes direta, difusa e refletida de céu limpo (*clear-sky*) e de céu real (*real-sky*) da radiação e irradiação solar. A irradiação total diária ( $\text{Wh m}^{-2}$ ) calcula-se pela integração temporal dos valores de radiação ( $\text{W m}^{-2}$ ), calculados em intervalos de tempo regulares ao longo do dia. Para cada uma das medições horárias, a computação feita pelo modelo tem em conta o sombreamento no terreno local feito pela envolvente (montanhas, etc). (Šúri, Huld, & Dunlop, 2005)

De forma a conseguir computar os resultados finais, é necessária uma lista de parâmetros específicos (para os dados europeus):

- Médias mensais de somas diárias de irradiação global e difusa, medida em 566 estações meteorológicas terrestres distribuídas na região, referentes ao período 1981-1990;
- Os dados referentes ao fator Turbidez de Linke<sup>3</sup> (*Linke Turbidity* –  $T_{LK}$ ), recolhidos em 611 pontos;
- Modelos de elevação digital com uma resolução de  $1 \times 1$  km.

---

<sup>3</sup> Turbidez de Linke – diz respeito a uma aproximação muito conveniente para modelar a absorção atmosférica e dispersão da radiação solar sob céu limpo. Por outras palavras, descreve a espessura ótica da atmosfera devido à absorção por vapor de água e à absorção e dispersão pelos aerossóis em relação a uma atmosfera seca e limpa. (Remund & Wald, 2003)



Com os dados anteriormente referidos, torna-se possível a computação de uma base de dados para a radiação solar. Assim sendo, de forma a criar este conjunto, seguem-se os 3 seguintes passos pela ordem indicada (Šuri et al., 2005):

1. Computação da irradiação global *clear-sky* numa superfície horizontal;
2. Cálculo e interpolação espacial de um índice *clear-sky* e computação de mapas de irradiação global numa superfície horizontal;
3. Derivação das componentes direta e difusa do índice *clear-sky* e computação de mapas de irradiação global em superfícies inclinadas;
4. Avaliação da precisão dos resultados quando comparados com os dados do Atlas Europeu de Radiação Solar.

### 3.2. Previsibilidade do recurso solar

De forma a quantificar a previsibilidade de produção de energia a partir de um sistema de energia solar fotovoltaica, torna-se necessário que se conheçam estimativas de radiação de longo termo. Para além disso, aquando da conceção de um sistema solar, há que ter em conta incertezas (entre anos diferentes ou até mesmo mensais) associadas à variabilidade do recurso solar. (Suri et al., 2010)

Desta forma, é aqui feita uma breve análise a valores de radiação para Lisboa e Évora com o objetivo de compreender, essencialmente;

1. O comportamento e distribuição horária da radiação solar;
2. Como varia sazonalmente/mensalmente essa mesma radiação;
3. A análise estatística (breve) para o recurso.

O seu tratamento foi feito com recurso à ferramenta *Microsoft Excel*® (MsE).

Antes de qualquer análise, é importante referir as características dos dados, consoante a sua fonte:

- IPMA – estes referem-se ao intervalo compreendido entre os anos 2012 e 2015<sup>4</sup> (inclusive). Estes registos de radiação correspondem a registos diários da radiação global (para o período das 24 horas diárias) obtidos através da rede de estações meteorológicas do IPMA no Continente (IPMA, 2017). São, então, registos de radiação solar global horários e foram disponibilizados na unidade quilojoules por metro quadrado ( $\text{kJ m}^{-2}$ ). Estes foram, no entanto, trabalhados em  $\text{W m}^{-2}$ , tendo a sua conversão Joules - Watt sendo feita a partir da equação (3.1).

$$1 \text{ W} = \frac{1000 \text{ J}}{\Delta t} \quad (3.1)$$

sendo  $\Delta t = 3600$  segundos neste caso, dado que o intervalo horário entre cada registo é de uma hora;

- UE – os dados disponibilizados por esta instituição universitária são referentes à média radiação global e média de radiação global difusa, para o ano de 2011. São registos com um intervalo de 10 minutos. Para o presente estudo e de forma a seguir o encadeamento

---

<sup>4</sup> Escolheu-se o ano de 2015 para o tratamento de dados e é esse que se encontra representado graficamente ao longo do presente capítulo.

da análise do recurso solar, utilizaram-se apenas as observações de radiação global e transformaram-se em registos horários (através da média móvel da ferramenta MsE).

### 3.1.2. Tratamento de dados

#### 3.1.2.1. Distribuição da Radiação Solar Global

O principal objetivo desta parte da dissertação é mostrar graficamente a distribuição diária da radiação solar global disponibilizada pelas entidades já referidas.

Para tal foi feita uma análise a cada mês do ano, calculando-se para cada mês:

1. Valor máximo de radiação para cada hora;
2. Valor médio de radiação horário;
3. O desvio padrão,  $\sigma$ .

O desvio padrão é calculado na mesma unidade que os dados e é considerado representativo de dois fenómenos: incerteza da estimativa e é um parâmetro de variabilidade. Quanto mais baixo for este, menor é a variabilidade do recurso. (Rowlands, Paige, & Beausoleil-morrison, 2014)

Graficamente, a distribuição de radiação solar horária foi feita segundo três componentes: máximo, média e média menos um desvio padrão (1 d.p.), de modo a “balizar” entre que valores se encontra a radiação solar global para cada hora do dia.

Como visível nas seguintes figuras, todos os valores (máximos, média e média – 1 d.p.) são superiores nos meses mais soalheiros (julho, por exemplo), relativamente aos meses de inverno (dezembro, p.e.). Para além disso, é também visível uma diferença na duração de horas com incidência solar: a radiação começa a ser medida às 6h e essas medidas vão até às 20h30, aproximadamente, para os dias de mais calor (visível na Figura 3.1). Já na Figura 3.2, verifica-se um encurtamento nesse intervalo: a radiação solar começa a ser medida às 8h e essa medição dura apenas 10 horas, até às 18h.

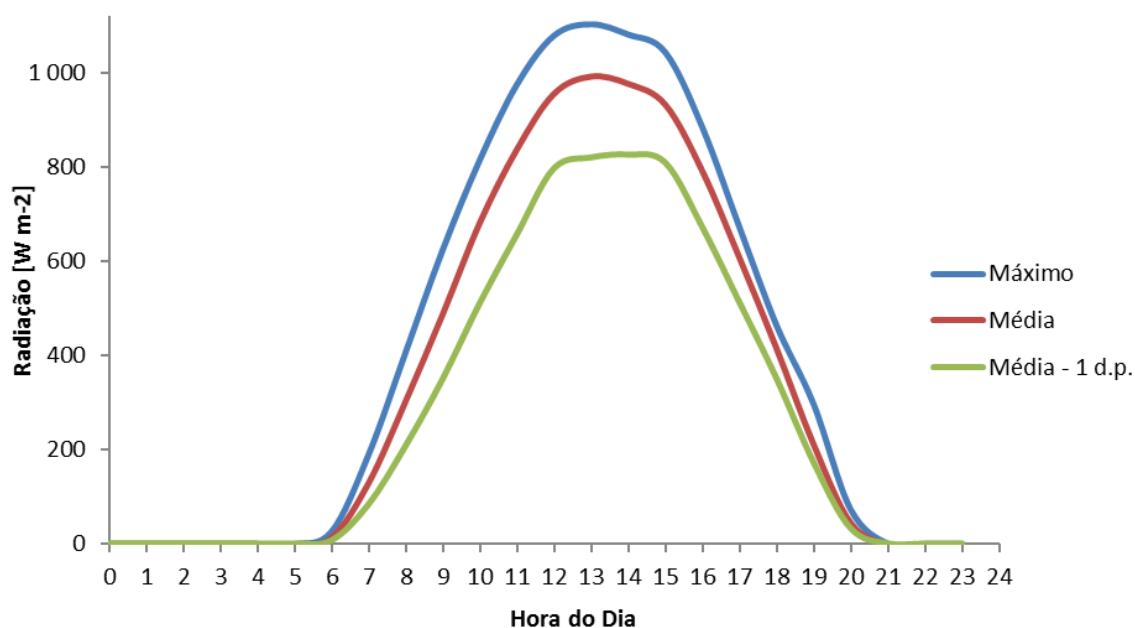


Figura 3.1 - Distribuição horária dos valores máximos, médias mensais e médias mensais menos 1 d.p. da irradiação global no plano horizontal para o mês de julho.

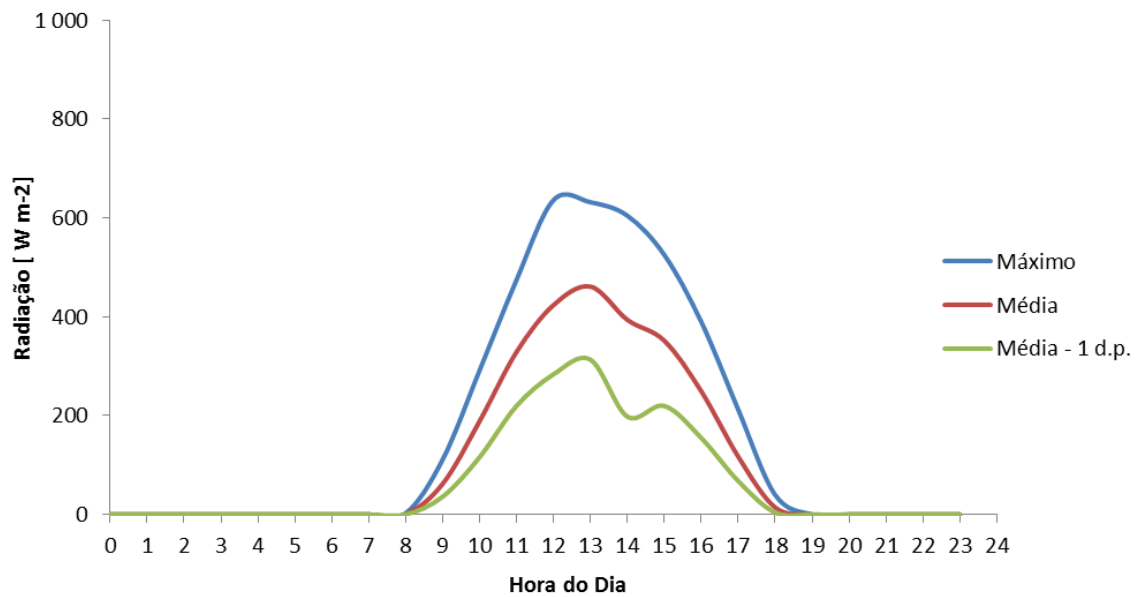


Figura 3.2 - Distribuição horária dos valores máximos, médias mensais e médias mensais menos 1 d.p. da irradiação global no plano horizontal para o mês de dezembro.

#### 3.1.2.1. Análise dos Percentis

Nas duas figuras seguintes é possível ver diferenças entre dois meses completamente distintos – julho e dezembro. A radiação solar mensal, para a cidade de Lisboa e para o ano já referido, foi agrupada em 24 colunas com 30/31 linhas em cada uma das colunas, correspondentes às 24 horas do dia e correspondentes valores de radiação para cada dia do mês. De seguida, todas as colunas foram ordenadas em ordem crescente, calculando-se os percentis, comparando-o com a mediana (percentil 50), com recurso à função “PERCENTIL” do MsE.

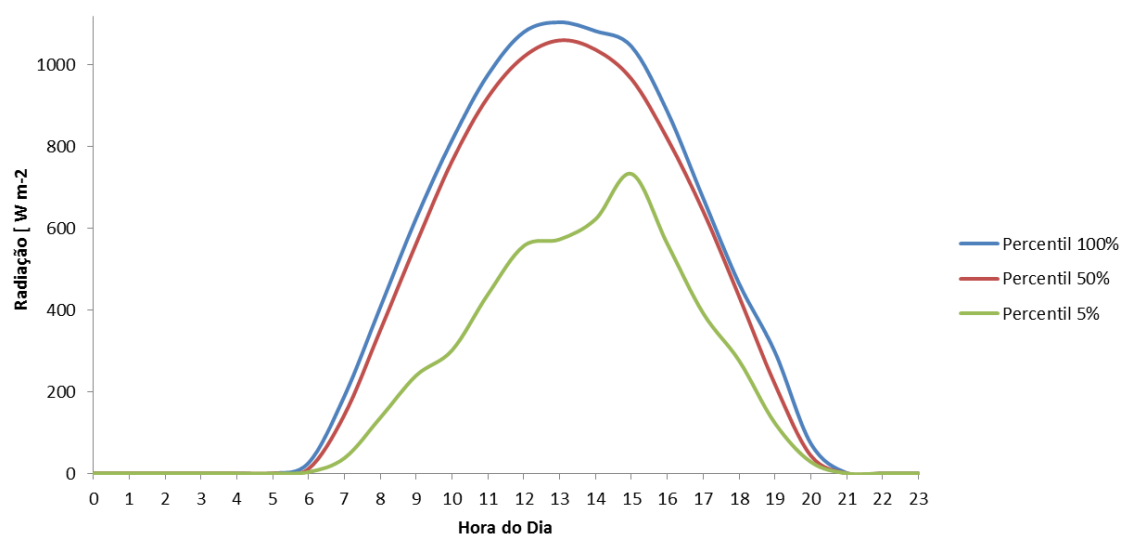


Figura 3.3 - Distribuição Horária dos Percentis 100%, 50% e 5% de Radiação –julho

Verifica-se, assim, que o Percentil 100 encontra-se mais próximo da mediana no mês de julho do que no mês de dezembro. Ou seja, para julho e relativamente a dezembro: para as 24 amostras horárias, o maior valor de radiação registado encontra-se mais próximo do valor que separa a metade maior e a metade menor de cada amostra (mediana). O mesmo se verifica em relação aos 5% de valores inferiores para a amostra (percentil 5), verificando-se, inclusive, que esse valor é nulo em todas as horas para dezembro.

Para além de a mediana de dezembro ser inferior à mediana de julho, também os valores do percentil 100 são inferiores à mediana, o que indica menor disponibilidade horária de radiação solar no último mês do ano em relação a julho.

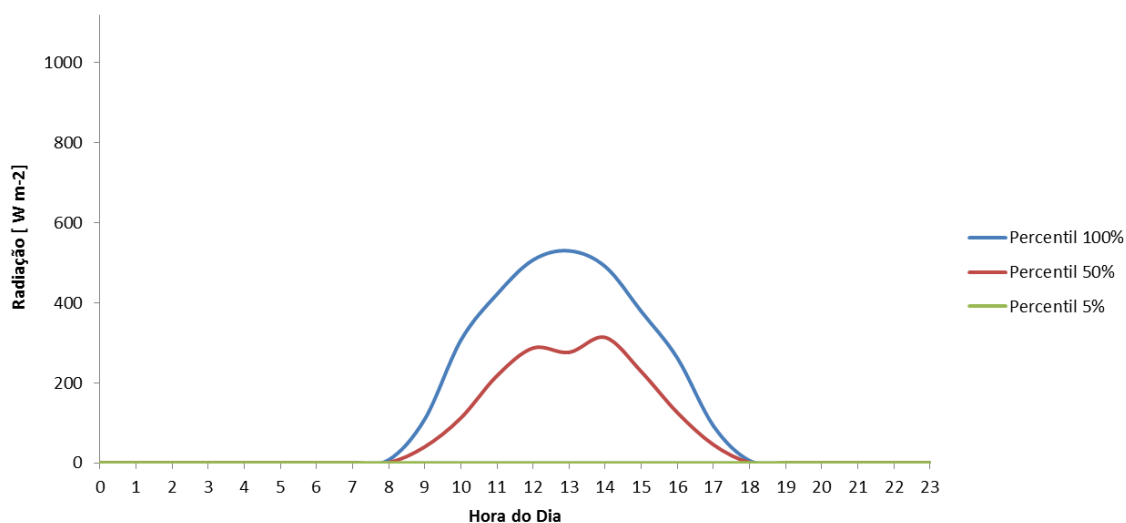


Figura 3.4 - Distribuição Horária dos Percentis 100%, 50% e 5% de Radiação – dezembro

Os restantes resultados sob forma gráfica, tanto para a cidade de Lisboa como para Évora podem ser consultados no Anexo I e Anexo II, respetivamente.

### 3.1.3. Modelação de um “Dia Ideal”

Nesta secção, é feita uma breve modelação de um “Dia Ideal” para cada mês do ano, para os dados disponibilizados, comparando-o de forma gráfica com a média mensal do mesmo mês.

Entenda-se que este dia se refere ao dia com os registos de radiação horária mais elevadas de todo o mês. No entanto, uma vez que apenas existem registos horários (que podem ter saltos de mais de  $100 \text{ W m}^{-2}$  entre cada), torna-se necessário fazer uma aproximação aos valores verificados entre cada intervalo horário – o número de dados de radiação passa a ser maior.

Para tal, é feita uma modelação para este dia hipotético. Este método consiste em, essencialmente, 3 passos:

1. Seleção dos valores horários máximos de radiação para as horas de sol de cada mês;
2. Escolha do intervalo de tempo para cálculo de valores de radiação – cada hora é separada em 10 intervalos, de 6 minutos cada;

3. Execução da interpolação linear entre cada intervalo horário, para todas as horas do dia em que existe radiação solar.

Posteriormente, a radiação solar global foi dividida em 10 classes, que compreendem intervalos de  $100 \text{ W m}^{-2}$ . De forma a verificar quais as percentagens de ocorrência dessas classes para as medições mensais e como seria expetável um “Dia Ideal”, foram feitos os seguintes gráficos que demonstram o referido. Mais uma vez, como exemplo tem-se julho e dezembro, para a cidade de Lisboa.

É, então, possível observar uma diferença na distribuição de ocorrência das diferentes classes referidas. No mês com recurso solar menos favorável (dezembro – Figura 3.5), verifica-se que no Dia Ideal a radiação solar tem uma maior incidência nos dois intervalos que compreendem os valores de  $400$  a  $600 \text{ W m}^{-2}$ , enquanto a ocorrência média mensal apresenta uma clara maioria de valores no intervalo de radiação baixo de,  $1$  a  $100 \text{ W m}^{-2}$ .

Já em relação ao mês de julho (Figura 3.6), mês com a maior disponibilidade de recurso solar, a distribuição de ocorrências do Dia Ideal encontra-se mais aproximado da ocorrência média mensal, favorecendo-se, no entanto, a classe de radiação mais elevada (valores acima de  $900 \text{ W m}^{-2}$ ).

Estes resultados poderão servir como um indicador de quão previsível pode ser o comportamento da radiação solar global para cada mês.

Mais uma vez, os restantes resultados sob forma gráfica, tanto para a cidade de Lisboa como para Évora podem ser consultados no Anexo I e Anexo II.

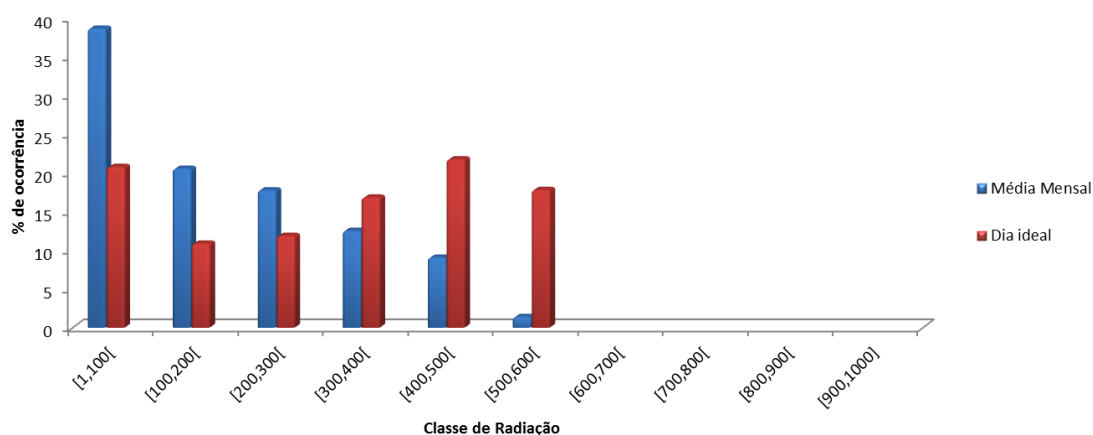


Figura 3.5 - Comparação da percentagem de ocorrência de Radiação – dezembro.

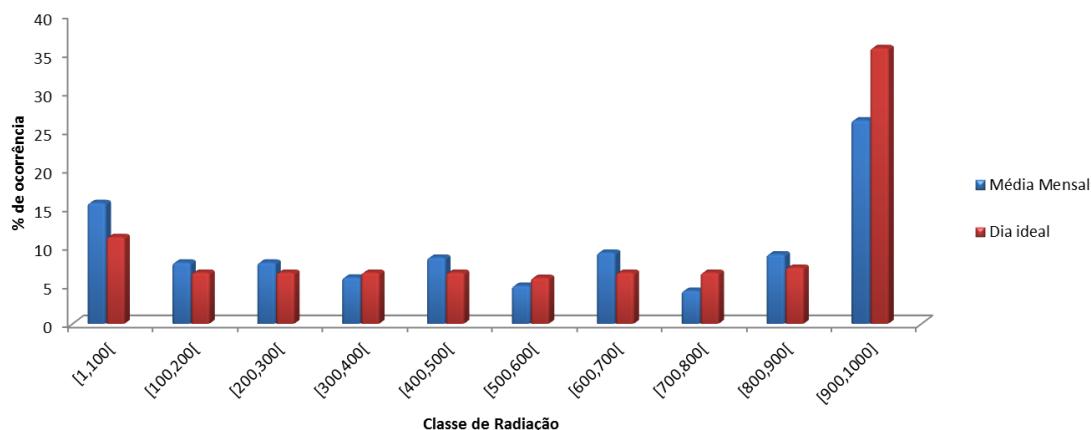


Figura 3.6 - Comparação da percentagem de ocorrência de Radiação – julho.

### 3.3. Dados PVGIS® vs Dados Disponibilizados

Como já mencionado anteriormente, aquando da conceção de um sistema de energia solar, é necessário que se conheçam estimativas de radiação solar. Para tal, existem disponíveis várias bases de dados que contêm diferentes tipos de dados para várias localizações: os medidos diretamente e interpolados ou os que resultam de estimativas feitas por satélite.

Considera-se, então, que a qualidade das medições poderá ser diferente e o intervalo de interpolação/medição também diferente, o que leva a uma heterogeneidade dos dados de radiação para os mesmos locais, mas de diferentes plataformas. (Pagola, Gastón, Fernández-peruchena, Moreno, & Ramírez, 2010)

Desta forma, e tendo em conta os dados trabalhados na presente dissertação, serve o presente ponto para mostrar uma breve análise gráfica e comparativa entre os dados disponibilizados pelas entidades referidas e os dados da ferramenta *online* PVGIS®.

Note-se que os dados disponibilizados pelo PVGIS® se encontram na hora solar local, sendo o acerto para o horário civil mostrado na folha de resultados. Por exemplo, para o caso de Lisboa, basta adicionar 0.61 horas a cada registo de forma a fazer essa conversão.

De maneira alternativa, essa transformação entre HSL e LST pode ser feita como já descrito no capítulo referente ao estudo do Recurso solar.

A metodologia de comparação feita foi, então, a seguinte:

- Comparação 1 – valores Máximos de dados de radiação disponibilizados com os dados do PVGIS® referentes aos dados de Céu Limpo (*PVGIS Clear Sky Data*);
- Comparação 2 – valores Médios (que corresponde à subtração de um desvio padrão horário a cada valor de Máximo, como já descrito anteriormente) com a média global de do PVGIS® (*PVGIS Average Global Irradiance*).

Quando feita uma análise visual à Figura 3.7, verifica-se, para o mês de julho que:

1. A diferença entre os valores máximos e *PVGIS Clear Sky Data* e entre os valores médios e *PVGIS Average Global Irradiance*, na hora de pico solar (entre as 12h e as

- 13h) é muito próxima para estas duas comparações, o que se pode ver com as setas verticais presentes
2. Antes e depois da hora de maior radiação solar, os valores comparáveis dos dois pontos da metodologia anteriormente descrita são bastante próximos e encontram-se, até mesmo, sobrepostos (em especial no início e final do dia, quando existe menor radiação incidente no local).

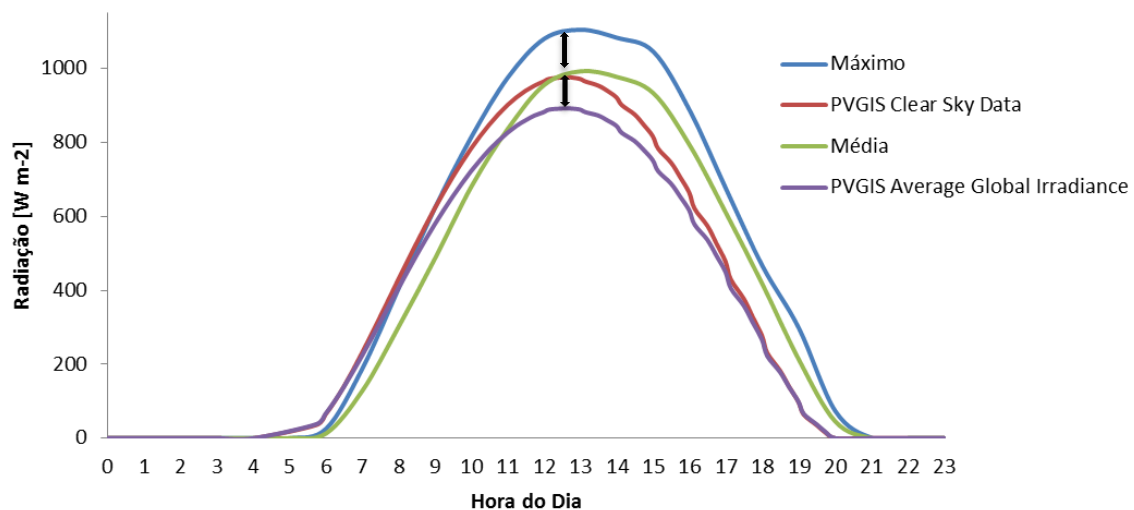


Figura 3.7 - Comparação entre dados de diferentes plataformas: julho.

Já referente ao mês de dezembro, observando a Figura 3.8, pode tirar-se as seguintes ilações.

1. A diferença entre os valores máximos e *PVGIS Clear Sky Data* é quase nula, sendo que as os dois dados se encontram bastante próximos e encontram-se, até, quase sobrepostos;
2. Para os valores referentes à Comparação 2, nota-se que estes também se encontram muito próximos, diferindo, essencialmente, na hora de pico solar.

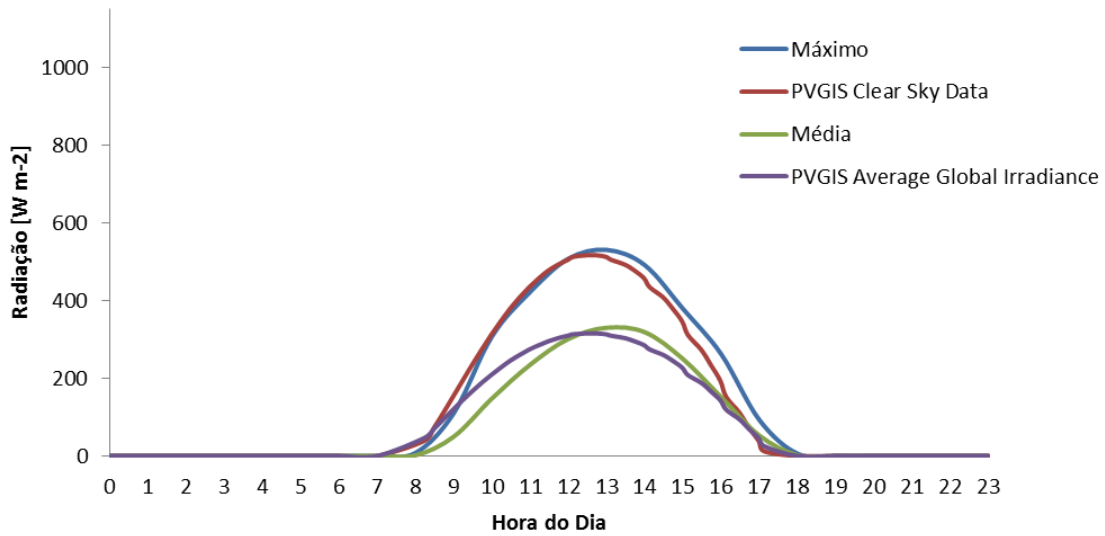


Figura 3.8 - Comparação entre dados de diferentes plataformas: dezembro.

Assim, de acordo com a análise anterior, é possível entender que os dados disponibilizados pelo IPMA e os dados modelados e obtidos através do PVGIS® não possuem diferenças significativas, sendo que estas são menores para intervalos de radiação mais baixos.

Recorde-se que os restantes resultados sob forma gráfica de Lisboa e Évora podem ser consultados no Anexo I e Anexo II, respetivamente.

### 3.4. Inclinação Ótima para os painéis

De modo a que seja feita a máxima captação de radiação incidente, o ângulo de inclinação de um sistema de energia solar é um dos parâmetros importantes a ter em consideração. Este ângulo depende da variação anual, mensal e diária da posição relativa sol-terra.

Com o objetivo de determinar qual o melhor ângulo de inclinação – Ângulo de Inclinação Ótimo,  $\beta_{opt}$ , que corresponde ao ângulo em que o sol ao meio dia solar incide perpendicularmente no plano dos módulos. – foi feito um estudo matemático/geométrico simples, com os seguintes passos (por ordem efetiva):

1. Escolha do local de estudo. O local escolhido foi Lisboa, com a latitude correspondente de 38.57°;
2. Cálculo da declinação solar,  $\delta_s$ , de todos os dias de um ano (dado que corresponde ao valor associado à latitude escolhida a qual a radiação solar incide diretamente segundo um eixo vertical ao meio dia solar). Este cálculo foi feito recorrendo à expressão (2.1);
3. Cálculo do ângulo de altitude solar,  $\alpha$ , para cada dia do ano:

$$\sin \alpha = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s \cos h_s, \quad (3.2)$$

em que  $h_s = 0$ , uma vez que os cálculos foram feitos para o meio-dia solar, porque a produção é máxima quando o sol está ao meio dia solar;



#### 4. Determinação final de $\beta_{opt}$ para cada dia.

Conhecendo o valor de  $\alpha$ , que corresponde ao ângulo entre uma linha colinear com os raios solares e o plano horizontal, pode calcular-se, para um sistema orientado a sul,  $\beta_{opt}$  da seguinte forma, para cada dia:

$$\beta_{opt}(^\circ) = 90 - \alpha. \quad (3.3)$$

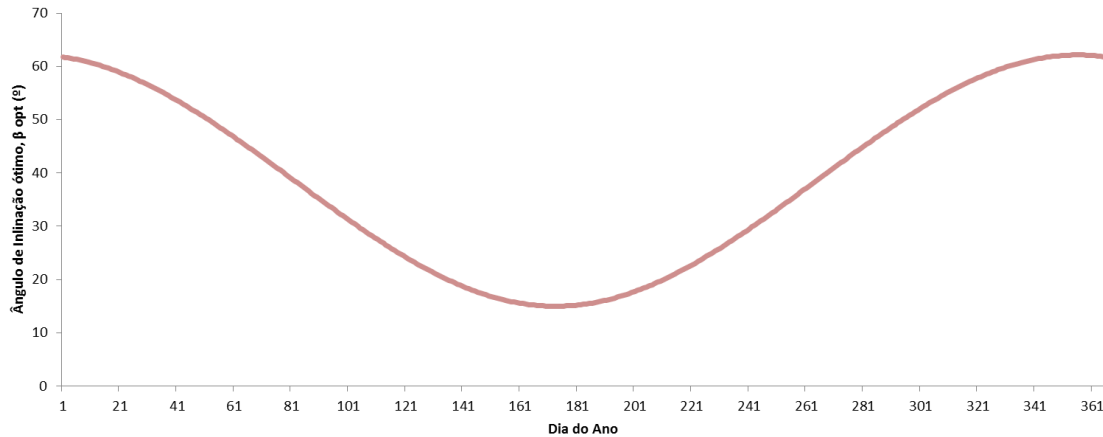


Figura 3.9 - Variação da Inclinação Ótima para um ano em Lisboa.

Como visível na figura anterior, verifica-se que os valores de  $\beta_{opt}$  se encontram entre os 62° (dezembro) e os 15° (junho). É nos meses de Inverno (dias iniciais e finais do ano) que deverá haver uma maior inclinação de forma a maximizar a energia solar captada pelo sistema de energia solar. Na altura “central do ano”, que representa os meses de maior insolação, os valores de  $\beta_{opt}$  tendem a diminuir chegando aos 15°, aumentando novamente depois, à medida que nos aproximamos dos meses onde o sol descreve um caminho sobre o horizonte mais baixo e com menos horas de sol por dia.

Assumindo a instalação de um sistema com uma potência de 1 kWp, é possível observar de outra forma o possível efeito de  $\beta_{opt}$  aquando da instalação de um sistema fotovoltaico e como afeta a energia produzida em kWh (de que forma pode otimizar o sistema) por cada kW de potência do sistema PV.<sup>5</sup>

Desta forma, verifica-se facilmente qual a influência da inclinação dos painéis fotovoltaicos para dois meses distintos: para janeiro, mês em que  $\beta_{opt}$  é máximo, a energia produzida por kW instalado pode chegar até ao dobro com a otimização proposta. Já em julho, em que os valores de  $\beta_{opt}$  se encontram nos 15-16°, o aumento de energia produzida é reduzido.

Assim, pode concluir-se que a inclinação dos painéis apresenta um papel mais importante nos meses de menor irradiância solar do que nos meses com mais recurso solar, quando em comparação com os módulos no plano horizontal.

---

<sup>5</sup> Os dados de radiação solar a considerar são, mais uma vez, os referentes ao ano de 2015 do IPMA para a cidade de Lisboa.

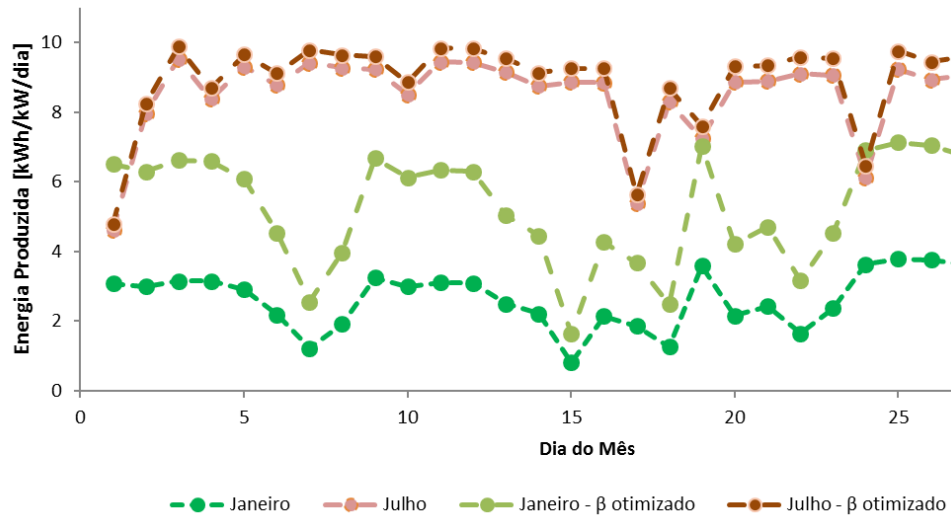


Figura 3.10 - Efeito da inclinação na produção de energia.

## Capítulo 4 – Metodologia

Ao longo deste capítulo é mostrado como se pretende proceder ao dimensionamento do sistema energético a implementar no local de estudo. Serão mostrados como foram feitos os dimensionamentos energéticos, técnico e, ainda, uma descrição do *software* que se pretende utilizar para simulação.

Os resultados destas metodologias encontram-se no Capítulo 6.

### 4.1. Dimensionamento Energético

De modo a quantificar a quantidade de energia (em kWh) que se deverá produzir/acumular no sistema em causa, torna-se interessante fazer um dimensionamento energético.

Conhecendo a carga diária consumida pela casa (dados que serão apresentados no Capítulo 5 - Caso de estudo) é possível calcular, essencialmente, os seguintes pontos, para cada um dos intervalos estudados, no caso de um sistema autossuficiente:

1. Determinar qual o consumo a alimentar;
2. Quanta energia deverá produzir o sistema PV por dia, de forma a colmatar o consumo;
3. Potência de pico a instalar;
4. Dimensionamento energético do banco de baterias.

Os passos 2. e 3. são feitos de forma diferente para os intervalos considerados de inverno e os de verão (note-se que no seguinte capítulo será feita uma explicação mais detalhada desta disparidade). A justificação para a diferença anterior reside no facto de, no inverno, o objetivo principal do sistema instalado ser a acumulação de energia ao longo de 4 dias seguidos (de segunda-feira a quinta-feira). Deste modo, procura-se garantir que exista produção de energia suficiente para ser armazenada e utilizada no fim de semana (de sexta-feira a domingo), no caso de não existir radiação solar suficiente para que o sistema instalado supra as necessidades energéticas.

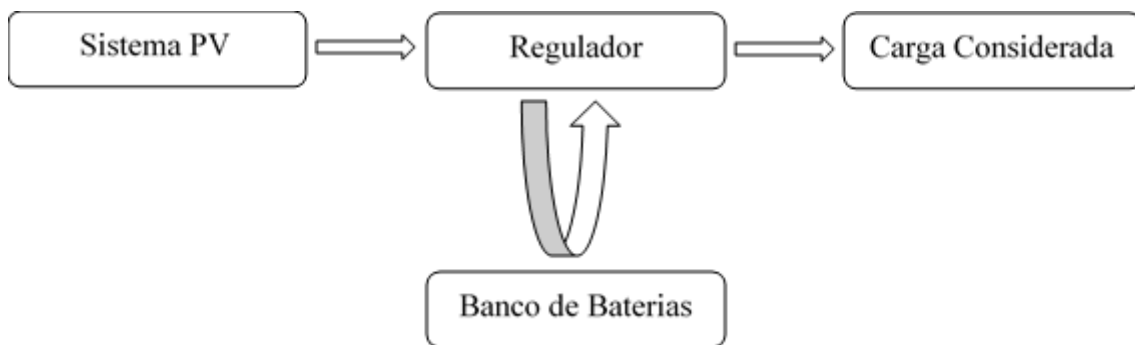


Figura 4.1 - Esquema do dimensionamento Energético: Componentes do mesmo.

Para calcular a energia que o sistema deverá produzir, há que ter em conta a eficiência da bateria ( $\eta_{bat}$ ) e a eficiência do regulador de carga ( $\eta_{reg}$ ), como se verifica na Figura 4.1. Assim:

$$E_{PV} [kWh] = \frac{\text{Consumo a considerar}}{\eta_{bat} \times \eta_{reg}}, \quad (4.1)$$

em que o consumo a considerar é calculado da seguinte forma, para o caso dos intervalos em horário de inverno:

$$\text{Consumo a considerar [kWh]} = \text{Carga Diária} \times 7, \quad (4.2)$$

uma vez que se assume, como já referido, que toda a carga semanal é consumida no fim de semana (corresponde à multiplicação da  $C_d$  por 7).

Desta forma, a energia que o sistema PV deverá produzir diariamente é, no caso dos meses de verão, igual a  $E_{PV}$ . No caso dos meses de inverno, a energia que o sistema tem de produzir por dia, para os 4 dias da semana (como já explicado anteriormente) corresponde a  $E_{PV} / 4$ .

Com os cálculos anteriores, pode proceder-se ao passo 3 da lista referida. De modo a calcular a potência de pico ( $P_p$ ) do sistema PV, é necessário, antes de mais, saber qual a produção de energia em kWh associada a um sistema com uma  $P_p$  de 1kW para um dia típico de cada mês –  $E_d$  [kWh/kW/dia]

Para tal, recorre-se à ferramenta PVGIS® (no separador “*PV Estimation*”) introduzindo a localização, orientação e inclinação do local de escolha de instalação de painéis e introduzindo a potência a instalar (1 kW).

Tabela 4.1 - Dados retirados para a uma das águas da casa e relativos à produção de eletricidade para sistema de 1kW.

<i>Inclinação=30°; Orientação=-50°</i>	
<i>Mês</i>	<b><math>E_d</math> [kWh/kW/dia]</b>
<b><i>Janeiro</i></b>	2.43
<b><i>Fevereiro</i></b>	3.37
<b><i>Março</i></b>	4.17
<b><i>Abril</i></b>	4.45
<b><i>Maio</i></b>	4.96
<b><i>Junho</i></b>	5.36
<b><i>Julho</i></b>	5.55
<b><i>Agosto</i></b>	5.18
<b><i>Setembro</i></b>	4.44
<b><i>Outubro</i></b>	3.59
<b><i>Novembro</i></b>	2.77
<b><i>Dezembro</i></b>	2.22
<b><i>Média Anual</i></b>	4.04

Com os dados da tabela, torna-se possível o cálculo da  $P_p$  a instalar para cada dimensionamento feito (em que  $E_d$  é selecionado como sendo o “pior” de todos os casos, ou seja, o valor mais baixo de produção energética).

$$P_p[\text{kW}] = \frac{\text{Produção Diária PV}}{E_d} \quad (4.3)$$

Finalmente, é ainda possível determinar qual a energia que o banco de baterias deverá armazenar. Para tal, há que ter em conta, para além das eficiências e  $\eta_{bat}$ , a profundidade de descarga<sup>6</sup> (*DoD*), da bateria. Assim, segundo a equação (4.4):

$$Energia_{\text{banco de baterias}} [kWh] = \frac{\text{Consumo a considerar}}{DoD}. \quad (4.4)$$

## 4.2. Dimensionamento Técnico

De modo a dimensionar corretamente o sistema a instalar, torna-se necessário que o aproveitamento da energia solar seja ajustado à procura energética. Uma vez que a energia produzida não corresponde, na maior parte das vezes, à procura pontual de energia de um consumidor concreto, torna-se necessário considerar um sistema de armazenamento.

A energia produzida pelos módulos PV é encaminhada para um regulador de carga, de forma a garantir que não existam sobrecargas ou descargas no sistema. Esta energia é, então, retida em baterias. A corrente gerada pelos módulos é contínua (DC) e tanto o regulador como as baterias funcionam com este tipo de corrente. A colocação de um inversor adequado permite o consumo da energia produzida pelo sistema PV, uma vez que este faz a conversão de corrente DC para corrente alterna (AC).

### Cálculo da potência a instalar

O sistema proposto a instalar terá que satisfazer a Carga a considerar (seja esta diária, semanal ou mesmo mensal). Para além disso, a potência necessária de painéis solares a instalar depende da eficiência total do sistema a considerar.

$$\eta_{\text{sistema}} [\%] = \eta_{\text{cabos}} \times \eta_{\text{reg}} \times \eta_{\text{bat}} \times \eta_{\text{inv}} \quad (4.5)$$

Assim, pode-se calcular a potência dos painéis solares:

$$P_{PV} [kWh] = \frac{\text{Carga}}{\eta_{\text{sistema}}} \quad (4.6)$$

De seguida, é feito o cálculo da potência de pico  $P_p$ , importante para o dimensionamento da matriz fotovoltaica. Este é o valor mínimo a instalar de painéis fotovoltaicos.

$$P_p [kW] = \frac{P_{PV}}{PSH} \quad (4.7)$$

A designação PSH refere-se a “*Peak Solar Hours*” (horas solares de pico) e corresponde ao número de horas existentes em que a radiação solar é constante e com o valor 1 kW m<sup>-2</sup> num determinado local.

---

<sup>6</sup> *DoD* – corresponde ao valor máximo de profundidade de descarga da bateria. (Ogunjuyigbe et al., 2016)

### Módulos fotovoltaicos a utilizar:

Nesta parte, é necessário a escolha da tensão em corrente contínua (VDC) para a qual o sistema vai operar. De forma geral, é recomendado que a tensão de funcionamento do sistema aumente com o aumento de carga diária consumida. Para cargas pequenas (até 1kWh diários) pode utilizar-se 12V como valor de VDC. Já para cargas intermédias (3 a 4 kWh por dia), recomenda-se os 24V. Para cargas diárias maiores (acima de 4 kWh diários), deverá adotar-se VDC de 48V. Esta escolha leva a uma diminuição de perdas pelo sistema. (Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands, 2012)

É possível calcular o número de módulos por *string*<sup>7</sup> ( $N_p$ ) e também o número de *strings* ( $N_s$ ), assumindo que a configuração será de um número de painéis em série (correspondente a uma fileira – *string*), em paralelo com outra fileira de painéis.

$$N_s = \frac{V_{DC}}{V_{mmp}} \quad (4.8)$$

$$N_p = \frac{P_p}{P_m \times N_s} \quad (4.9)$$

Para as duas equações anteriores, considere-se que:

- $P_m$  corresponde à potência nominal do painel escolhido;
- $V_{mmp}$  corresponde à tensão no ponto de potência máxima do painel a considerar, informação que se encontra disponível na ficha técnica do mesmo.

Desta forma, o número total de módulos ( $N$ ) é dado por:

$$N = N_s \times N_p \quad (4.10)$$

### Banco de baterias e respetiva capacidade:

O banco de baterias deverá ter uma determinada capacidade de armazenamento  $C_M$ , em Amperes-hora (Ah), que depende no número de dias de autonomia pretendido,  $n$ . Para além disso, há que considerar a energia que é perdida através dos cabos e a profundidade de descarga (DoD) das baterias.

$$C_M[Ah] = \frac{n \times \left( \frac{\text{Carga Diária Total} \times \eta_{cabos}}{V_{dc}} \right)}{DoD} \quad (4.11)$$

O passo seguinte consiste no cálculo do número de baterias. Para tal, no caso de a capacidade do sistema ser maior que a capacidade da bateria fornecida pelo fabricante, é feita a determinação de qual o número de baterias a colocar em paralelo através da expressão seguinte.

---

<sup>7</sup> *String* diz respeito a um conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série.

$$N_{p,bat} = \frac{C_M}{C_b} \quad (4.12)$$

Na equação (4.12),  $C_b$  diz respeito à capacidade unitária de cada bateria escolhida para o banco de armazenamento (feito posteriormente).

Se a tensão do sistema for maior que a tensão da bateria selecionada, então o número de baterias a colocar em série vai ser igual ao valor resultante da expressão seguinte:

$$N_{s,bat} = \frac{V_{DC}}{V_{mmp}} \quad (4.13)$$

Por fim, pode calcular-se o número total de baterias.

$$N_{bat} = N_{s,bat} \times N_{p,bat} \quad (4.14)$$

#### **Escolha do controlador de carga:**

A integração de um controlador de carga tem como principal objetivo a proteção das baterias de eventuais sobrecargas e de descargas excessivas. Para a escolha desta componente é necessário ter em conta a corrente de entrada  $I_{in}$  (ou seja, a corrente de saída do gerador fotovoltaico), que o equipamento deverá ser capaz de suportar. É este o valor que limita o funcionamento do equipamento.

$$I_{reg} > I_{in} \quad (4.15)$$

Sendo que a corrente a considerar é calculada por:

$$I_{in}[A] = \frac{P_p}{V_{DC}} \quad (4.16)$$

Pode ser necessária a colocação de mais que um controlador, dependendo da corrente máxima do escolhido ( $I_{max}$ ). Assim, o número de controladores de carga a colocar em paralelo, pode ser calculado através da equação (4.17).

$$\text{Número de controladores} = \frac{I_{in}}{I_{max}} \quad (4.17)$$

#### **Escolha do inversor de rede:**

A escolha do inversor de rede é feita através do *Sunny Design 3*, da fabricante SMA. Um bom dimensionamento do inversor escolhido, para quem pretenda utilizar inversores deste fabricante,

deverá ter um rácio de potência (Potência do inversor escolhido/Potência de pico da casa) entre 100 e 120%, de acordo com a informação do *software* SMA. O programa escolhido também verifica outros parâmetros importantes e mais difíceis de calcular como a tensão máxima e mínima do inversor, que dependem do tamanho do sistema PV instalado.

### 4.3. Software para simulação - HOMER

De modo a simular o sistema proposto para instalação, utilizou-se a ferramenta HOMER - *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*. Este programa foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL). Existe mais que uma versão deste *software*, tendo sido utilizada a versão *Legacy 2.68*, que se encontra disponível de forma gratuita no sítio *online*. Este é bastante útil para a conceção de sistemas de micropotência e facilita a comparação entre a utilização diferentes tecnologias renováveis e até mesmo para diferentes *designs*, tanto para sistemas ligados à rede como para sistemas *offgrid*. Esta comparação é feita tendo em conta parâmetros técnicos e económicos, permitindo quantificar os efeitos da incerteza ou como mudam os resultados do sistema ao variar os *inputs*. (National Renewable Energy Laboratory, 2011)

Trata-se de uma ferramenta completa, permitindo qualquer tipo de combinação das seguintes tecnologias para geração de eletricidade e/ou cargas térmicas: módulos fotovoltaicos; Turbinas eólicas; Pequena hídrica; Biomassa; motores alternos; Microturbinas; *Fuel-cells*; Baterias; Armazenamento através de hidrogénio. (Twaha et al., 2012)

#### 4.3.1. Utilização

Para utilizar o HOMER, o utilizador deverá introduzir os *inputs* que descrevem a tecnologia escolhida, os custos e a disponibilidade do recurso energético (sol, vento, etc). Com estes dados, o modelo simula diferentes configurações para o sistema e gera resultados (em formas de tabelas e gráficos) que podem ser vistos como sugestões, de acordo com o custo líquido do sistema, e que podem ser úteis para mostrar como funciona o sistema proposto.

Assim, de forma a que o modelo possa fazer uma análise à variabilidade do sistema e qual o que melhor se adequa, é necessário introduzir valores que descrevam uma gama de valores (de disponibilidade do recurso, tamanho das instalações e custos de componentes). (Lambert, Gilman, & Lilienthal, 2006)

#### 4.3.2. Funcionamento

O HOMER executa, essencialmente, três passos principais: simulação, otimização e análise de sensibilidade. (Lambert et al., 2006)

A Figura 4.2 representa a relação entre os três passos referidos anteriormente: a forma da otimização inclui a oval de simulação, para representar que uma única otimização consiste em múltiplas simulações. Da mesma maneira, a oval referente à análise de sensibilidade abrange a otimização oval porque uma única análise consiste em sucessivas otimizações.



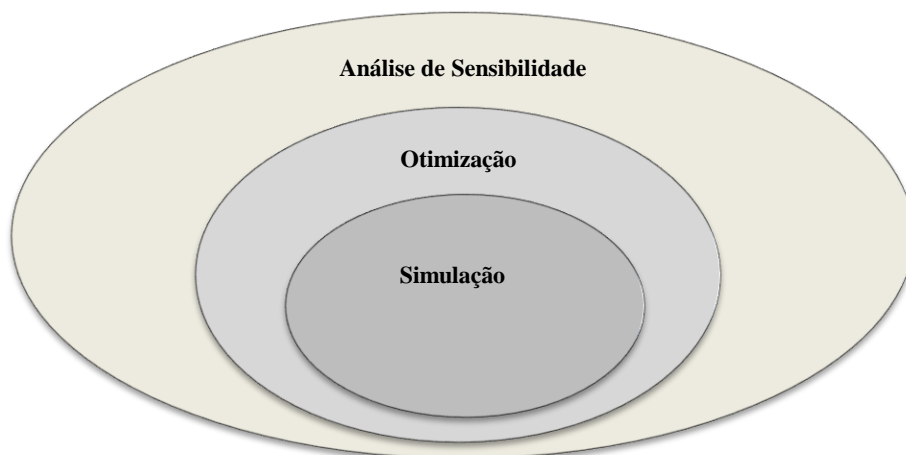


Figura 4.2 - Esquema da relação entre os passos feitos pelo HOMER.

#### 4.3.2.1. Simulação

O HOMER modela a configuração de um sistema em particular fazendo uma simulação horária do funcionamento e operação do mesmo durante um ano. O programa “percorre” um ano, hora a hora, calculando a potência do recurso renovável escolhido, comparando-a com procura de eletricidade tabelada pelo utilizador. Desta forma, o modelo decide o que fazer com a energia que poderá estar a ser produzida em excesso, ou quando será melhor comprar eletricidade à rede (ou a um gerador a diesel, p.e.) no quadro se deficit de energia produzida pelo sistema.

Completo estes cálculos anuais, o HOMER determina se o sistema satisfaz o imposto pelo utilizador em determinadas especificações (potência instalada, e.g.), a proporção de energia gerada para consumo e que é proveniente de ER ou, até mesmo, as emissões de certos poluentes. Adicionalmente, estima o custo de instalação e operação durante o período de vida útil do projeto.

#### 4.3.2.2. Otimização

Este processo consiste na determinação das melhores formas de configurar o sistema em estudo (tamanho da matriz fotovoltaica, número de baterias, e.g.). Para o programa, a configuração ótima é aquela que satisfaz as condições especificadas pelo utilizador e que apresenta o menor custo total atual.

Durante o processo de otimização, são simuladas diferentes configurações para o sistema, sendo postas de parte aquelas sem interesse para o utilizador. Há, então, uma exploração das combinações dos vários componentes de potência do sistema, com base no seu tamanho, custo e quantidade, que respondam à necessidade energética de acordo com a estratégia de despacho. As diversas configurações encontradas são mostradas ao utilizado e ordenadas de forma crescente em termos de custo total atual.

#### 4.3.2.3. Análise de sensibilidade

O presente processo é feito com o recurso a múltiplas otimizações, sendo que cada uma utiliza diferentes assunções em relação aos dados introduzidos.

A análise de sensibilidade revela o quão sensível são os fatores externos quando são feitas mudanças nos *inputs* introduzidos. Note-se que uma variável sensível é uma variável para a qual sejam introduzidos vários valores (p.e., os valores horários de radiação solar, custos dos componentes, taxas de juro, entre outros).

O HOMER apresenta o resultado da análise em forma tabular e gráfica, onde se pode observar e comparar com mais detalhe o que acontece às diversas variáveis selecionadas.

#### 4.3.3. Objetivo

O principal objetivo da utilização do presente *software* é, para os cenários futuramente apresentados, notar diferenças entre:

1. Fração de energia renovável utilizada;
2. Quantidade de energia perdida/em excesso;
3. Qual o Custo Atual do investimento (*Net Present Cost – NPC*)<sup>8</sup> ;
4. Qual o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost Of Energy – LCOE*).

#### 4.4. Análise de Viabilidade Financeira

Depois de feita uma análise energética a um sistema a implementar, torna-se fulcral fazer uma avaliação do projeto em termos da viabilidade financeira. O principal objetivo desta parte é, de acordo com as técnicas utilizadas na *Blastingfm*, mostrar ao cliente se o projeto que pretende instalar lhe trará benefícios do ponto de vista económicos e, caso tal não se verifique, apresentar uma contraproposta que atinja esse objetivo.

Existem duas formas de conduzir uma análise económico-financeira: a preços constantes, onde se ignoram os efeitos da inflação ou a preços correntes, caso se contabilizem os efeitos desta variante (Castro, 2011). No presente ponto, será feita análise referida tendo em conta a forma como a empresa executa a avaliação de viabilidade financeira dos projetos propostos. Assim, opta-se por se fazer uma avaliação a preços constantes, admitindo que a inflação afeta de igual forma as receitas e despesas de um projeto.

Desta forma, antes de qualquer aplicação, é importante introduzir o conceito de taxa de atualização,  $a$ . Esta taxa está associada ao processo de atualização, um processo aritmético que permite converter um valor referido a uma data para um valor equivalente de outra data, dado que o valor monetário não é constante ao longo do tempo. Assim, a taxa de atualização está também associada à rentabilidade mínima que um investidor exige para determinado projeto.

Considera-se que a taxa de atualização utilizada para o presente caso foi de 5%, valor tabelado e fornecido pela empresa.

Assim, considere-se o valor em euros  $F_0$  feito no momento atual ( $t = 0$ ). Se a mesma quantia  $F_0$  for investida durante  $t$  anos, torna-se possível determinar qual o valor acumulado  $F_t$ .

$$F_t[\text{€}] = F_0(1 + a)^t \quad (4.18)$$

Pode, então, concluir-se que o pagamento  $F_0$  feito hoje equivale a um maior pagamento ao fim de  $t$  anos. Inversamente, um pagamento  $F_t$  feito hoje equivale a um menor pagamento  $F_0$  feito há  $t$  anos.

---

<sup>8</sup> NPC - representa o custo do sistema ao longo do seu ciclo de vida (Nurunnabi & Roy, 2015);

$$F_0[\text{€}] = \frac{F_t}{(1+a)^t} \quad (4.19)$$

Diz-se que  $F_0$  se refere ao valor atualizado de um pagamento feito no prazo  $t$ , atualizado à taxa  $a$ .

### Encargos de Investimento

Para a presente avaliação económica, utilizou-se um modelo que considera que a o investimento se encontra totalmente concentrado no instante inicial de instalação/arranque do projeto,  $t = 0$ . Nestas condições, os cargos de investimento,  $ca_1$  são:

$$ca_1[\text{€}] = I_t = I_{ta}. \quad (4.20)$$

Onde  $I_t$  representa o investimento total e  $I_{ta}$  é o investimento total atualizado, ambos em euros.

### Encargos de exploração

Os encargos de exploração e manutenção atualizados,  $ca_2$ , podem ser calculados de acordo com a seguinte equação:

$$ca_2[\text{€}] = I_t \sum_{j=1}^n \frac{d_{omj}}{(1+a)^j} \quad (4.21)$$

Onde,  $d_{omj}$  representam as despesas de O&M (Operação e Manutenção) referentes ao investimento total  $I_t$  no ano  $j$ . No entanto, para o presente modelo, assume-se que os encargos de O&M são constantes em todo o período de análise a considerar e iguais a  $d_{omj}$ .

### Proveitos Anuais

Considera-se que o proveito anual em euros se refere ao consumo energético (em kWh/ano) que o sistema energético a instalar consegue suprir. Ou seja, contabiliza o valor de eletricidade que não é comprada à rede. Assim, o cálculo pode ser feito da seguinte maneira:

$$Proveito_{anual} = Consumo_{anual} \times tarifa_{aplicada} \quad (4.22)$$

Sendo que:

- O  $Consumo_{anual}$  se encontra em kWh por ano;
- $tarifa_{aplicada}$  diz respeito ao preço por kWh cobrado pela distribuidora de eletricidade.

### Considerações do modelo

De forma a melhor compreender como é feita a análise de viabilidade económica, segue-se uma lista resumo de considerações:

1. Todos os encargos de investimento são feitos no ano 0;
2. Os encargos de O&M do sistema são fixos ao longo dos anos do projeto desde o ano 1 até ao ano final;
3. Assume-se um período de 25 anos para a vida do projeto (Al-Obaidi & Munaaim, n.d.);

4. Assume-se que o consumo energético se mantém constante do ano 1 até ao final;
5. O *cash-flow*<sup>9</sup> é calculado tendo em conta a diferença entre os proveitos e os custos de O&M;
6. É calculado o *cash-flow* acumulado, que diz respeito à acumulação dos valores de *cash-flow* desde o ano 0 (onde o *cash-flow* é negativo e correspondente ao valor de investimento) até ao ano final do projeto;
7. A atualização do *cash-flow* é feita tendo em conta a equação (4.19).

Com o modelo anteriormente descrito é, então, possível caracterizar economicamente os projetos. Para tal, utilizam-se indicadores de avaliação de investimento: Valor Atual Líquido (VAL) e Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

O VAL é determinado pela diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, ou seja, pelos *cash-flow*, devidamente atualizados durante o período de análise do empreendimento. Um VAL positivo é um sinal de viabilidade económica, ou seja, os resultados conseguidos conseguem cobrir o investimento inicial, gerar um excedente financeiro e assegurar a remuneração mínima exigida pelo investidor (representado pela taxa de atualização). Um VAL nulo significa a completa recuperação do investimento inicial, mas não mais que isso, sendo a rentabilidade do projeto duvidosa. Já um VAL negativo indica a inviabilidade económica do projeto.

O cálculo do VAL foi feito através da função **VAL (taxa; valor1;valor2;..)** do MsE, utilizando-se os valores do *cash-flow*.

A TIR representa a taxa de atualização que anula o VAL. Desta forma, caso se obtenha uma TIR superior à taxa de atualização, significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que o projeto deverá ser economicamente viável.

O cálculo da TIR foi feito através da função **TIR (valor1; valor2;...; estimativa)** do MsE, utilizando-se mais uma vez, os valores referentes ao *cash-flow*.

Foi, ainda, calculado de forma simples o Período de Retorno de Investimento – *Payback time*. Este indica o período de tempo que decorre até que o investimento seja totalmente recuperado e haja geração de retorno. Para esta análise, o *payback time* foi calculado tendo em conta os valores de *cash-flow* atualizados, recorrendo à função **CONTAR.SE(valor1:valor2, “<=0”)**.

---

<sup>9</sup> *Cash-flow* diz respeito ao fluxo monetário de entrada e saída de dinheiro durante a vida útil (ou período de análise) de um empreendimento.

## Capítulo 5 – Caso de estudo

O presente capítulo serve como parte introdutória do caso de estudo da presente dissertação. Ao longo deste, será feita uma descrição da moradia em análise, dos seus consumos e das condições que o cliente explicitou à empresa Blastingfm. Com a descrição aqui apresentada proceder-se-á, posteriormente, à conceção do sistema energético no próximo capítulo.

### 4.2. Localização, caraterísticas e requisitos do cliente

A localização do caso de estudo é um Prédio Rústico localizado a aproximadamente 5 km de Elvas, Portugal. A área desta propriedade é de 63 000 m<sup>2</sup>, sendo a área de construção de 303 m<sup>2</sup>. Esta propriedade é privada, sendo a área de construção referente a uma moradia pertencente a uma família.

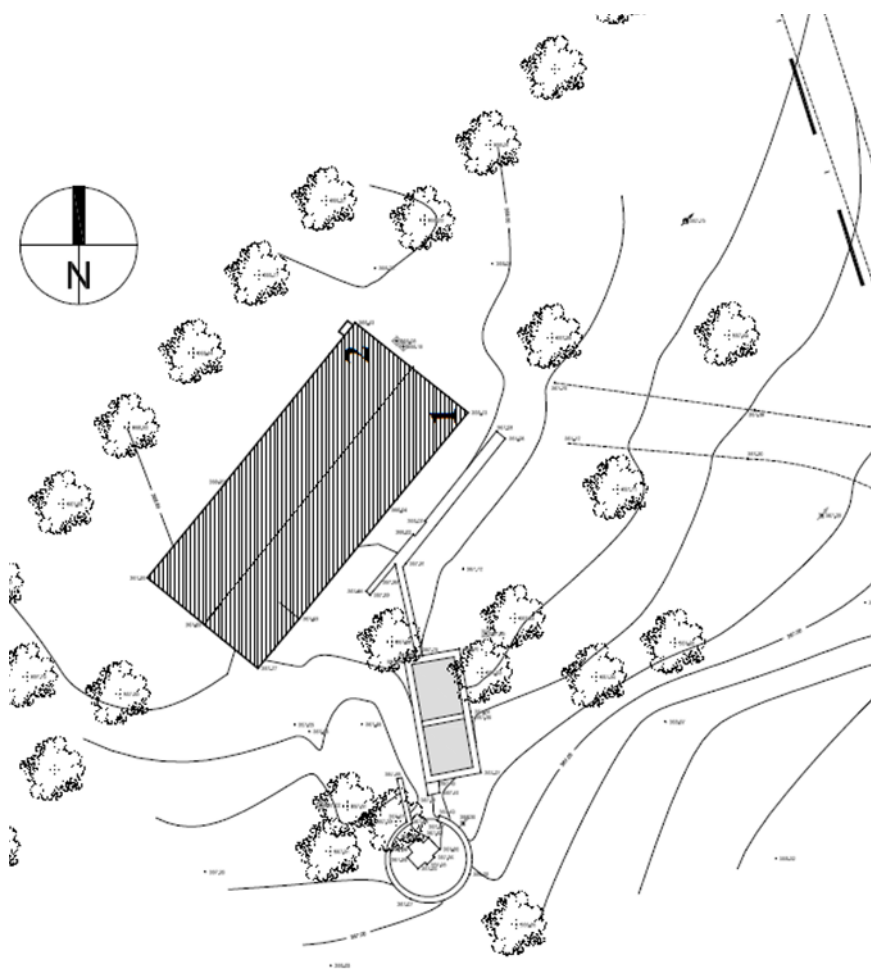


Figura 5.1 - Graveto do local de estudo.

Para a conceção do sistema energético a implementar há que ter em conta certas caraterísticas físicas do local, assim como os requisitos do cliente.

É uma intenção clara do cliente instalar o conjunto de painéis fotovoltaicos no telhado da casa, por motivos estéticos e de utilização do espaço. Este é um dos fatores limitantes e que não poderá ser excluído.

Como observado na Figura 5.1, existem duas águas no telhado, cada uma com a sua orientação. A diferente orientação das águas foi determinada tendo em conta que os ângulos de orientação são, segundo o PVGIS®, 0° para sul, -90° para Este e Oeste a corresponder a +90°. Assim, tem-se:

- Água 1: Orientação -50.41°;
- Água 2: Orientação 140.41°.

De acordo com o cliente, a inclinação das duas águas é aproximadamente 30° e cada água tem uma área útil de 115 m<sup>2</sup>, sem qualquer tipo de obstrução (não existem chaminés, por exemplo).

É importante ter em consideração os outros requisitos do cliente. Na discussão original, foi explorada a ideia de desligar a habitação por completo da rede elétrica nacional, introduzindo um sistema PV com um gerador a diesel adicionado como sistema de apoio. No entanto, por decisão do próprio, a solução de energia apresentada deverá ser de Energia Solar Fotovoltaica associada a um banco de baterias, sendo que se manterá a ligação à rede nacional, utilizada apenas como mero “*back-up*” em caso de escassez de produção elétrica por parte do sistema. No caso de o sistema PV produzir energia em excedente, esta será armazenada e/ou vendida para a rede.

Este cenário poderá ser interessante no futuro, quando a tecnologia fotovoltaica e as baterias se tornarem mais baratas e, possivelmente, o custo da eletricidade da rede mais cara (cenário hipotético). (Beck et al., 2016)

### 4.3. Consumo energético

De modo a que se consiga fazer um correto dimensionamento do sistema a implementar, torna-se necessário conhecer o perfil de consumo da habitação.

Para tal, é importante determinar quais os equipamentos que consomem energia, quais as suas potências e quando são ligados, com o objetivo final de traçar o perfil do consumidor. Para tal, foram disponibilizados dois tipos de dados pelo cliente:

1. Faturas de eletricidade – de abril a outubro de 2016 (inclusive);
2. Leituras retiradas pessoalmente pelo próprio no período compreendido entre 7 de setembro de 2014 e 13 de novembro de 2016. De acordo com o proprietário, foram todas retiradas à mesma hora do dia, entre as 19h e as 20h.

Para além do já referido, os dados poderiam ter sido obtidos através da colocação de dispositivos (contadores inteligentes) que façam uma leitura dinâmica do consumo.

A entidade responsável pela comercialização da eletricidade na moradia em causa é a ENAT Energias, uma empresa sediada em Castelo Branco, Portugal. As características do contrato podem ser descritas na seguinte tabela.

Tabela 5.1 - Especificações do contrato.

<b>Tipo de Tarifa</b>	Simplex
<b>Ciclo Horário</b>	Sem Ciclo
<b>Potência Contratada</b>	6.9 kVA

<b>Nº Fases</b>	Trifásico
<b>Preço [€/kWh]</b>	0.1551- 0.1585

Assim, de acordo com os dados da tabela anterior, a potência contratada de 6.9 kVA (10 A, em 230 V) corresponde a um contrato de Baixa Tensão Normal (BTN). O preço cobrado por kWh de energia consumida é igual para qualquer altura do dia, dado que não existe qualquer tipo de ciclo horário aplicado. No entanto, o número de fases em que são feitas as medidas de consumo por parte da entidade (e valores que aparecem no contador instalado) são três e correspondem aos períodos de Vazio, Cheia e Ponta.

Torna-se, assim, importante ter em conta e conhecer a duração dos períodos anteriormente referidos, dado que estes serão fulcrais para compreender como se comporta, aproximadamente, a distribuição do consumo ao longo de um dia.

O que se encontra representado na Figura 5.2 são os ciclos horários, que correspondem à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas e dos 7 dias da semana. Para os consumidores ligados em BTN, como o caso do presente caso, existem dois ciclos distintos:

- Ciclo Diário: caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários iguais para todos os dias da semana, não fazendo qualquer distinção entre os dias úteis e os fins-de-semana. Os que estão representados são os Ciclos diários tri-horários para BTN em Portugal Continental.
- Ciclo Semanal: caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias - dias úteis, sábados e domingos.

A distinção entre os dois períodos de Hora Legal encontra-se representada, sendo que o período de Verão de inicia no último domingo de março e vai até ao último domingo de outubro (para cada ano), quando entra em vigor o horário de Inverno.

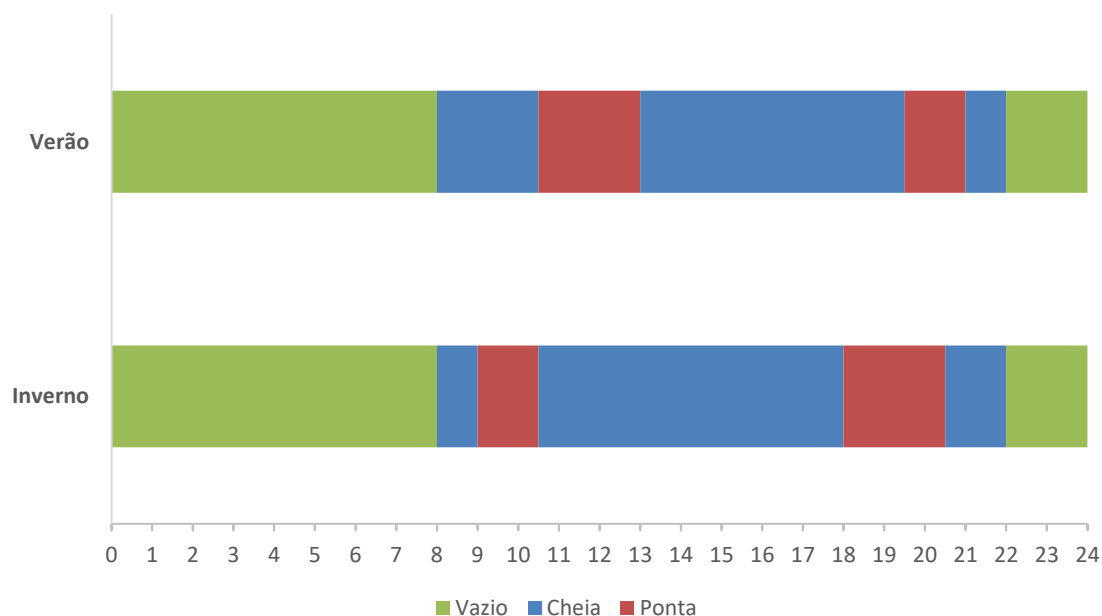


Figura 5.2 - Distribuição horária dos períodos de consumo para contrato BTN.

Para o caso de estudo, dado que a tarifa aplicada é sempre igual para qualquer hora do dia, a utilização destes ciclos horários é feita apenas para melhor compreender e estimar a distribuição de consumo, como já referido. O número de horas de vazio é igual nos dois horários (10 horas), assim como o número de horas de cheia e ponta (10 e 4, respetivamente), apenas mudando a sua distribuição horária.

#### 4.3.1. Tratamento de dados

Como já referido, foram disponibilizados dois tipos de dados para conceção da estimativa do consumo do cliente. As leituras registadas pelo cliente no seu contador são os escolhidos para trabalhar, por serem os que existem em maior quantidade e que poderão ser úteis para conhecer o perfil de consumo.

O seguinte gráfico pretende mostrar qual a discrepância/aproximação entre os dados recolhidos pelo utilizador da habitação e as estimativas das faturas entregues pela entidade responsável. Para tal, tomou-se como exemplo e referência o Consumo Acumulado em horas de Vazio para o ano de 2016, trançando para uma melhor compreensão. Como se observa na Figura 5.3 os resultados estão bastantes próximos.

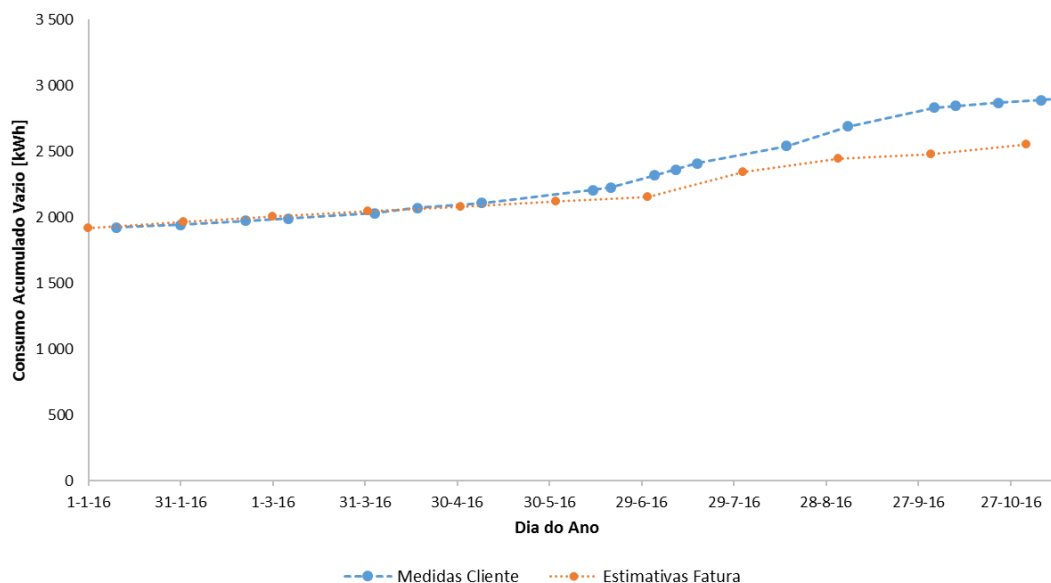


Figura 5.3 - Comparação entre as medições do cliente e as estimativas das faturas.






Posto isto, depois de analisados os dados fornecidos pelo cliente a nível de leituras, foi construída a Figura 5.4 que contém informação relevante para o próximo passo do estudo – determinação do consumo energético para dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Neste, são apresentados 4 consumos distintos: Consumo Acumulado total, Consumo de Cheia (CC), Consumo de Vazio (CV) e Consumo de Ponta (CP). Os dados disponíveis foram divididos em 5 períodos distintos do ano, que representam períodos de maior ou menor presença de pessoas na casa. Uns nos meses de inverno/outono (menor ocupação) e outros no verão/primavera (maior frequência de ocupação), de acordo com o explicitado pelo cliente.



A tabela seguinte serve como resumo dos intervalos a considerar. A maior parte dos dias encontram-se com esse horário em vigor, pelo que se simplificou.

Tabela 5.2 - Descrição dos períodos em estudo.

Período	Início	Final	Hora Legal a Considerar	Símbolo na Figura 5.4
1	7 setembro 2014	24 maio 2015	Inverno	
2	24 maio 2015	23 agosto 2015	Verão	
3	23 agosto 2015	8 maio 2016	Inverno	
4	8 maio 2015	2 outubro 2016	Verão	
5	2 outubro 2016	13 novembro 2016	Inverno	

Com os dados anteriores é possível a construção de diagramas de carga para os intervalos representados no gráfico. Assim, é possível observar diferenças significativas para as diferentes alturas: maior consumo em meses de verão e menor em meses de inverno.

Os consumos diários médios (Cd) variam, para o intervalo de amostras considerado, entre um mínimo de 3.8 kWh/dia para o intervalo 1 e um máximo de 30.0 kWh/dia no intervalo 2. Verifica-se que nos intervalos 1, 3 e 5 os consumos diários médios são baixos quando se faz o contraste com os consumos diários médios referentes aos intervalos 2 e 5. Assim, é possível inferir e confirmar que, tal como o cliente afirma, os maiores consumos são feitos em alturas de verão, uma vez que a presente moradia é, essencialmente, uma “casa de férias”, sendo utilizada apenas para estadias curtas (fins de semana) no resto do ano. Este aumento considerável no consumo está associado, para além da maior frequência das pessoas no local, aos equipamentos que são, essencialmente, utilizados nestas alturas e durante um considerável período:

- Motor da piscina de 750 W;
- Motores de 750 W e 3,375 W, utilizados para a rega de produtos agrícolas.

Para além dos consumos diários médios, ainda é possível observar no referido gráfico de forma simples, para cada intervalo de tempo, como este se “divide” ao longo de um dia. É possível observar que o consumo que sofre maiores alterações é o consumo de cheia, passando de apenas 1.8 kWh/dia no período 1 para os 18.7 kWh/dia no período 2, seguindo-se de um declínio no período 3 e novo aumento significativo no período 4.

Também os consumos de ponta e de vazio sofrem alterações, mas não tão significativas quanto as já referidas anteriormente.

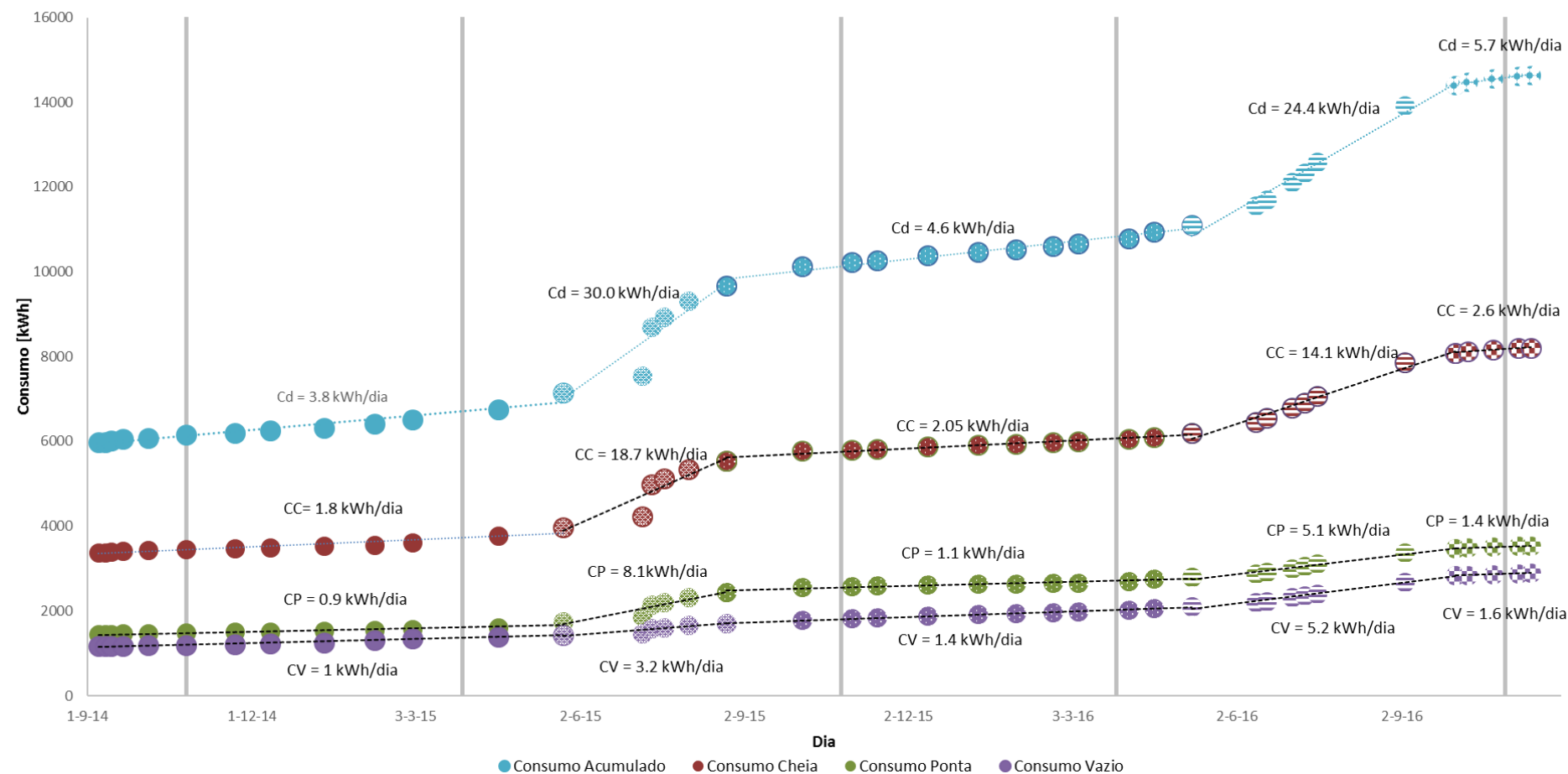


Figura 5.4 - Análise das leituras: Consumos Diários Médios dos diferentes períodos. As linhas verticais a cinzento representam os dias de mudança de horário para horário de inverno e/ou verão. São apresentados 4 consumos distintos: Consumo diário médio (Cd), Consumo de Cheia (CC), Consumo de Vazio (CV) e Consumo de Ponta (CP).

Com os dados tratados anteriormente, que se referem a uma análise diária média de consumos em termos energéticos para os intervalos temporais referidos, foi possível fazer uma distribuição horária das potências consumidas na habitação – elaboração de diagramas de carga. Para tal utilizou-se, ainda, a distribuição horária representada na Figura 5.2.

A potência consumida para cada intervalo horário foi calculada da seguinte forma, para os 3 períodos diários distintos (que se repetem num dia):

$$\text{Potência Consumida [kW]} = \frac{\text{Consumo energético no intervalo}}{N^{\circ} \text{ de horas do intervalo}} \quad (4.23)$$

A distribuição nos períodos 2 e 4 (verão) são considerados “homogêneos”, ou seja: assume-se uma igual distribuição diária média de consumo de potência para todos os dias do intervalo considerado, dado que nestes períodos a ocupação da habitação é quase diária, não existindo diferenciação entre períodos de dias úteis e não úteis.

A representação dos diagramas de carga dos períodos 2 e 4 encontram-se, respetivamente, na Figura 5.5 e Figura 5.6.

Para o intervalo 2, é estimado que o consumo máximo se verifique entre as 10h30 e as 13h00 e entre as 19h30 e as 21h00 (intervalos correspondentes a horas de Ponta), na ordem dos 2.03 kW. Já o para os intervalos de Cheia e Vazio, a potência consumida é 1.87 e 0.32 kW, respetivamente.

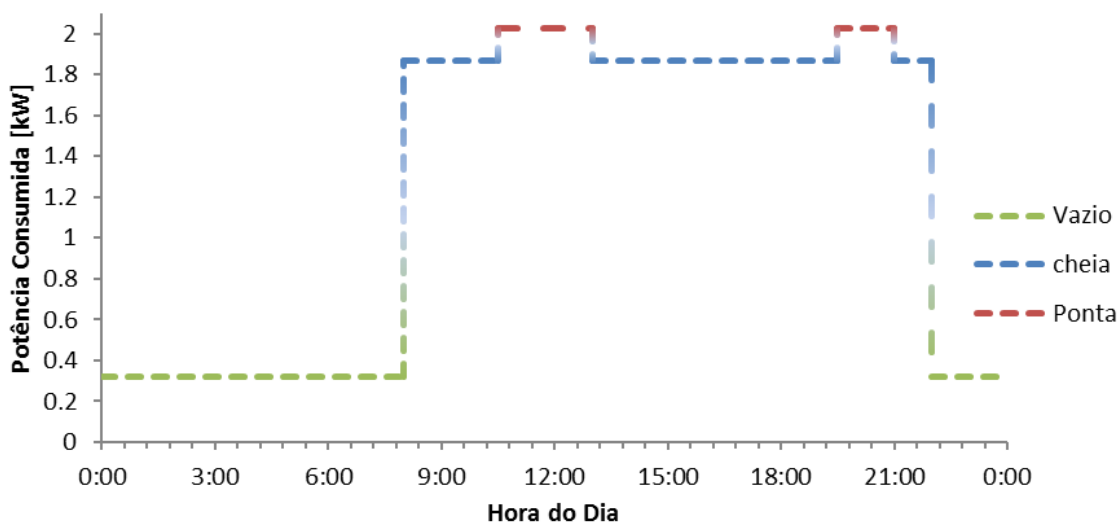


Figura 5.5 - Diagrama de Carga médio diário referente ao período 2 (24 maio a 23 agosto 2015).

Já em relação ao intervalo 4, a carga média máxima é consumida nos períodos de Cheia (cerca de 1.41 kW). Relativamente aos consumos nas restantes horas do dia, verifica-se um consumo residual durante a noite (entre as 22h00 e as 8h00), na ordem dos 0.52 kW e de 1.28 kW nas horas de ponta.

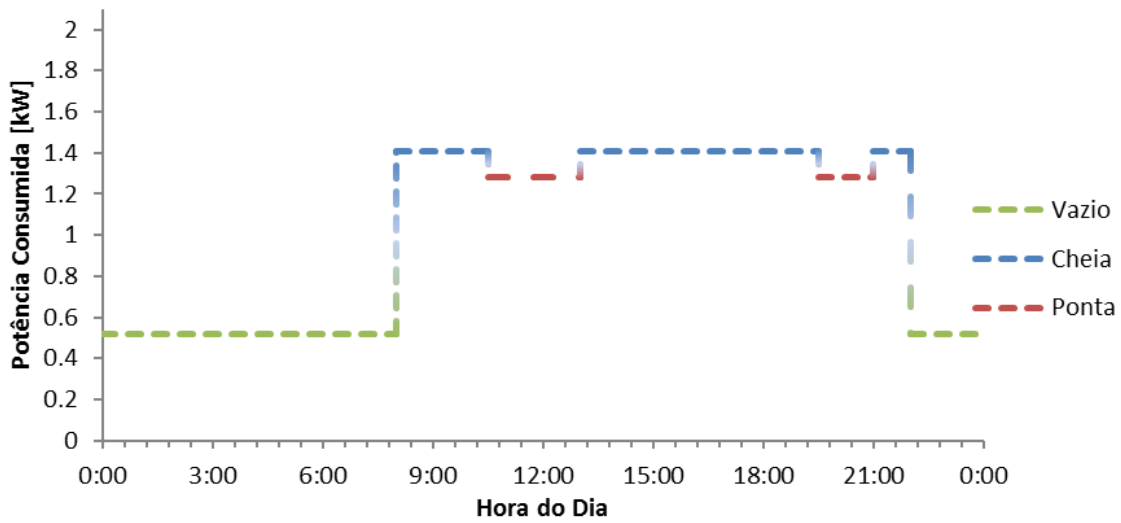


Figura 5.6 - Diagrama de Carga médio diário referente ao período 4 (8 maio 2015 a 2 outubro 2016).

Relativamente à construção dos diagramas de carga para os períodos contabilizados com o horário legal de inverno, assume-se que:

1. O consumo médio semanal (7 dias) é condensado apenas nos 3 dias referentes ao fim de semana (sexta, sábado e domingo), dado que são esses os dias de ocupação. Desta forma, as potências de Cheia e Ponta (o consumo de Vazio assume-se constante) são multiplicadas pelo fator de ajuste 7/3. Desta forma, a potência consumida (P. Consumida) é calculada segundo a equação (4.24);

$$P. Consumida [kW] = \frac{\text{Consumo diário Médio}}{N^{\circ} \text{ de horas do intervalo}} \times \frac{7 \text{ dias da semana}}{3 \text{ dias de utilização}} \quad (4.24)$$

2. A distribuição de potência para os restantes 4 dias semanais assume-se como sendo residual e correspondente ao valor do consumo de vazio para cada um dos 3 intervalos.

Como exemplo, é representado nas seguintes figuras o comportamento do cliente para o cliente no intervalo 1.

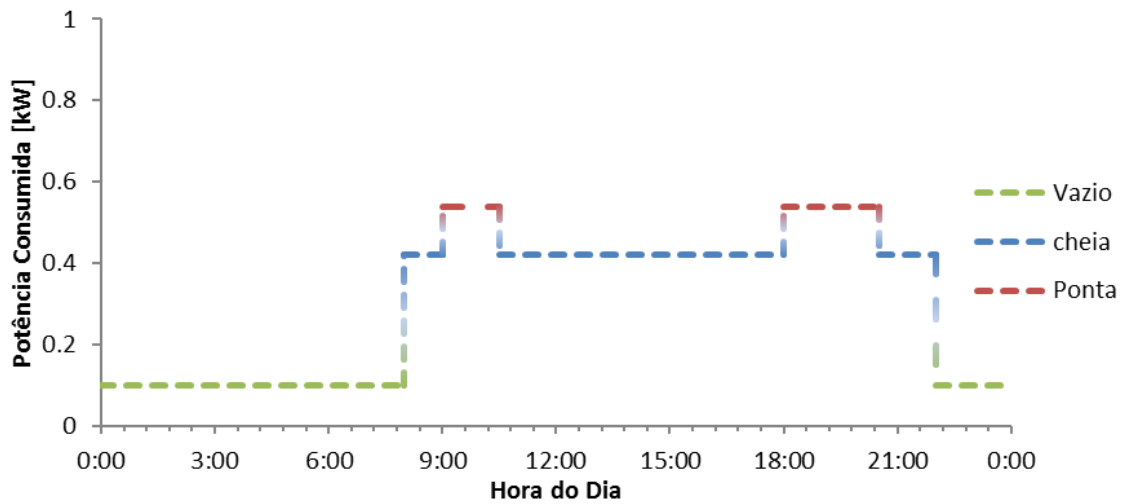


Figura 5.7 - Diagrama de Carga médio diário referente aos 3 dias de fim de semana – período 1 (7 setembro 2014 a 24 maio 2015).

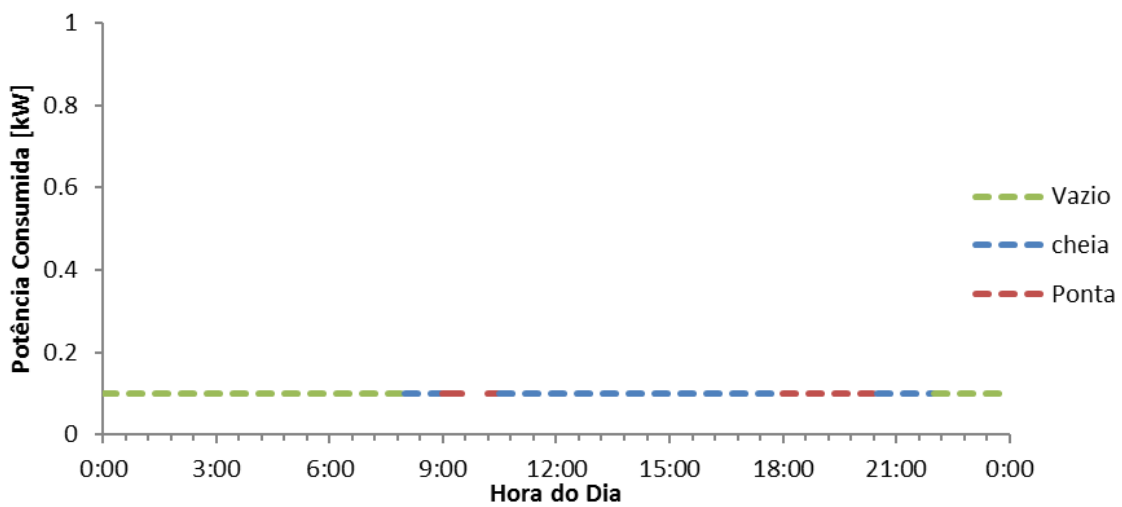


Figura 5.8 - Diagrama de Carga médio diário referente aos 4 dias úteis de semana – período 1 (7 setembro 2014 a 24 maio 2015).

Os restantes diagramas de carga para os períodos de inverno podem ser vistos com detalhe no Anexo III – Diagramas de carga dos períodos de inverno.

## Capítulo 6 – Resultados e discussão

Ao longo deste capítulo serão ilustrados e discutidos os resultados obtidos através das metodologias utilizadas para o caso de estudo.

Relativamente às simulações em HOMER, é mostrado em que consiste cada um dos cenários apresentados e os seus resultados para futura comparação.

### 6.1. Dimensionamento Energético

De forma a proceder-se ao dimensionamento energético, é necessário ter em conta, como já referido no Capítulo 4 – Metodologia, certas características dos componentes integrados no sistema. Para tal, consideram-se os seguintes valores tabelados para as eficiências do regulador de carga e bateria, assim como da *DoD* da bateria. Note-se que, para estes cálculos, não se considerou o efeito de dispersão pelos cabos, dado que apenas pretende quantificar e comparar energia para diferentes dimensionamentos.

Tabela 6.1 - Valores assumidos para os cálculos. (Ogunjuyigbe, Ayodele, & Akinola, 2016)

	Valor
$\eta_{bat}$	0.9
$\eta_{reg}$	0.9
<i>DoD</i>	0.6

Com os dados disponibilizados, foi feito um total de cinco dimensionamentos energéticos: dois referentes aos meses de verão e três referentes aos meses de inverno. Todos os dimensionamentos foram feitos para a Água 1 da construção em estudo, considerando a inclinação e orientação já referida (30° e -50.41°, respetivamente).

#### 6.1.1. Dimensionamentos de verão

A contabilização energética foi feita para os períodos 2 e 4 (consultar Tabela 5.2). Para esses períodos, o consumo a considerar para o dimensionamento equivale aos consumos médios diários da habitação: 30.0 kWh/dia para o primeiro período de verão e 24.4 kWh para o segundo.

Para além disso, o número de dias de autonomia para dimensionamento energético de baterias é, no presente caso, de um dia.

Considere-se, ainda, que para o cálculo da potência de pico da matriz fotovoltaica a instalar se considerou o valor de  $E_d$  referente a setembro (4.4 kWh/kW/dia) da Tabela 4.1, por representar o mês com menor produção energética no intervalo de tempo em discussão.

Tabela 6.2 - Resultados dos dimensionamentos de verão.

	Período 2	Período 4
<b>Consumo a considerar</b> [kWh/dia]	30.0	24.4
<b><math>E_{PV}</math></b> [kWh/dia]	37.04	30.12
<b><math>P_{Pico}</math></b> [kW]	8.43	6.78
<b>Energia</b> <i>banco de baterias</i> [kWh]	55.56	45.19

### 6.1.2. Dimensionamentos de inverno

Nesta secção, a contabilização energética foi feita para os períodos de inverno: 1, 3 e 5 (consultar Tabela 5.2). Para esses períodos, o cálculo do consumo a considerar para o dimensionamento difere dos meses de verão, como referido no Capítulo 4 – Metodologia. Neste caso, para relembrar, considera-se que:

1. A produção do sistema PV é analisada do ponto de vista semanal;
2. A energia que o sistema tem de produzir por dia, refere-se ao valor de produção semanal dividido pelos 4 dias da semana (segunda a quinta), de forma a que haja energia suficiente armazenada no fim de semana.
3. A capacidade energética das baterias está dimensionada para acumular energia durante esses 4 dias da semana, de forma a que possa ser utilizada no fim de semana.

Considere-se, mais uma vez, que para o cálculo da potência de pico da matriz fotovoltaica a instalar se considerou o valor de  $E_d$  referente a dezembro (2.22 kWh/kW/dia) da Tabela 4.1, por representar o mês com menor produção energética associada ao intervalo de tempo.

Tabela 6.3 - Resultados dos dimensionamentos de inverno.

	Período 1	Período 3	Período 5
<b>Consumo a considerar</b> [kWh/semana]	26.6	31.5	39.9
<b>Produção Semanal PV</b> [kWh/semana]	32.84	38.89	49.26
<b><math>E_{PV}</math></b> [kWh/dia]	8.21	9.72	12.31
<b><math>P_{Pico}</math></b> [kW]	3.70	4.38	5.55
<b>Energia</b> <i>banco de baterias</i> [kWh]	49.26	58.33	73.89

### 6.1.3. Casos limitantes do sistema a instalar

Com os dados das duas secções anteriores, é possível chegar ao objetivo do dimensionamento energético feito: determinar quais os “casos limitantes” para a conceção do tamanho da matriz fotovoltaica a instalar e para o armazenamento energético de baterias.

No caso das baterias, uma vez que os dias de autonomia no inverno são superiores aos de verão (o que se pode justificar com a menor disponibilidade de recurso solar nos meses de inverno – consultar Capítulo 3 – Estudo do Recurso Solar), é possível concluir que são os intervalos de inverno que limitarão o número de baterias a utilizar, mais propriamente o período 5. No caso de, por exemplo, se pretender uma autonomia de três dias no período 2 (verão, com consumos mais elevados), o valor armazenado de energia seria de cerca de 165 kWh em vez dos 55 kWh, o que representaria um sobredimensionamento excessivo do banco de baterias.

De modo a determinar qual o período do ano que limita o tamanho da instalação do sistema PV, é feita uma análise à Figura 6.1 tendo em conta os dados tabelados anteriormente.

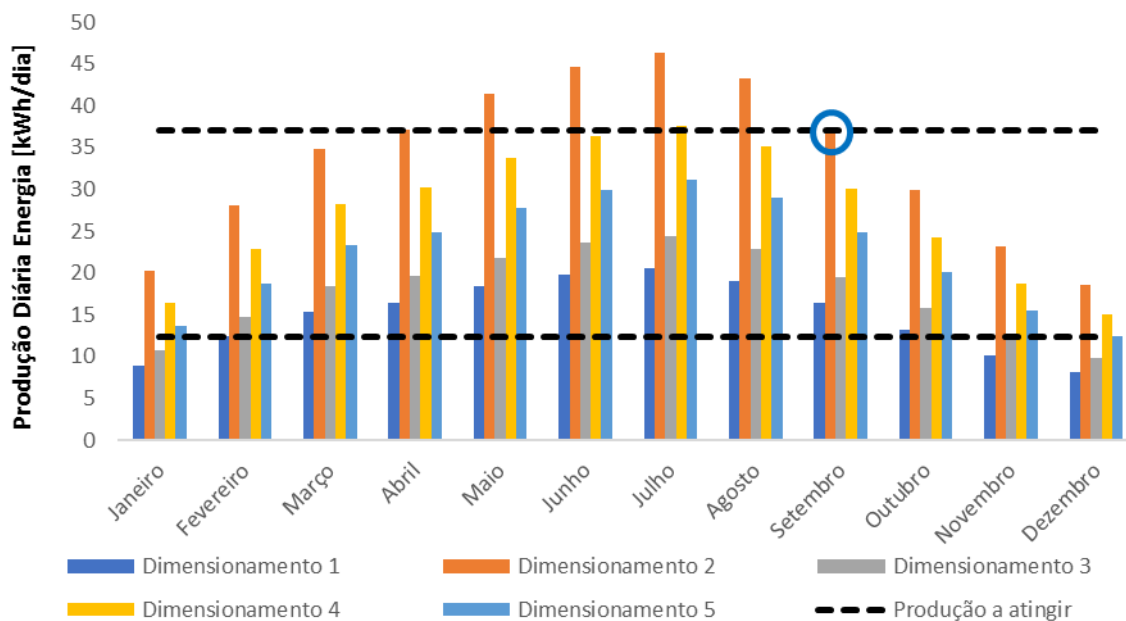


Figura 6.1 - Média da produção diária para sistemas PV dimensionados para suprir os consumos nos diferentes períodos.

De forma a que o sistema PV consiga alimentar por completo a carga diária da habitação, a produção diária de eletricidade deverá variar entre os seguintes valores/alturas do ano, assinalados nas linhas a tracejado na figura anterior:

- 37.1 kWh/dia para o mês de setembro;
- 12.3 kWh/dia para o mês de dezembro.

É possível observar que, em dezembro, existem dois dimensionamentos nos quais a  $P_p$  proposta para instalação conseguem atingir a produção diária necessária (períodos 2 e 4).

No entanto, apenas uma destas propostas de sistema PV consegue, em setembro, produzir o valor referenciado em a), proposta essa referente ao período 2. Assim sendo, podem finalmente



explicitar-se quais os casos limitantes para a presente conceção de sistema energético, tendo em conta os dados disponibilizados pelo cliente e os requisitos do mesmo:

- Verão: por ser a altura de maior utilização da habitação, como já referido, é a altura de maior procura energética e, consequentemente, é nestes períodos que se impõe calcular a potência a instalar de módulos fotovoltaicos;
- Inverno: impõe o número de baterias a instalar.

## 6.2. Esquema da Instalação

O dimensionamento técnico foi feito, de forma geral, com equipamentos catalogados na Blastingfm. Tendo em conta os requisitos do cliente os resultados obtidos foram calculados, mais uma vez, para a Água 1 da construção em estudo, considerando a inclinação e orientação já referida (30° e -50.41°, respetivamente).

Note-se que este dimensionamento foi feito tendo em conta as conclusões do ponto anterior (dimensionamento energético). Assim:

- Dimensionamento do sistema PV foi feito para o valor de consumo do período 2 (período de verão com maior procura), ou seja, 30.0 kWh/dia;
- Dimensionamento da capacidade das baterias foi feito para o período 5, correspondente um período de inverno e com número de dias de autonomia de 3 (armazena 55 kWh de energia)

### Potência a instalar:

De modo a calcular a potência a instalar é necessário, como já referido no Capítulo 4, ter em conta a eficiência do sistema. Para tal, foram tomadas as seguintes considerações:

Tabela 6.4 – Eficiências do sistema a instalar.

Equipamento	$\eta$
Inversor	0.9
Bateria	0.9
Regulador	0.95
Cabos	0.95

De acordo com a metodologia explicitada, a  $P_{Pico}$  mínima a instalar de sistema PV será, então, de 7.1 kW.

### Módulos fotovoltaicos a utilizar:

De modo a determinar o número de *strings*, painéis em cada *string* e o total de painéis do sistema proposto, utilizou-se o modelo KIOTO KPV PE NEC 255Wp PURE, comercializado

pela SOTECNISOL S.A. e com uma potência de pico unitária de 255W. Este foi o produto escolhido por se encontrar catalogado na Blastingfm e fazer parte de vários projetos da empresa.

As características técnicas deste encontram-se na Figura A.1 do Anexo IV – Fichas técnicas dos equipamentos.

A seguinte tabela explicita todo o resultado deste dimensionamento.

Tabela 6.5 - Resultado do dimensionamento de módulos fotovoltaicos.

$N_s$	$N_p$	$N$	Área total [m <sup>2</sup> ]
2	17	34	56.2

Com estes dados, compreende-se que a potência do gerador fotovoltaico que se pretende instalar é de 8.67 kWp, o que diz respeito a um sobredimensionamento na ordem dos 22%, sendo que este sobredimensionamento pretende, também, colmatar o decréscimo de eficiência ao longo do seu período de vida (Comunicação interna, Blastingfm).

#### Banco de baterias e respetiva capacidade:

Relativamente a este equipamento, considera-se um fator de descarga de 60%, tal como na metodologia referente ao Dimensionamento Energético e uma autonomia de 3 dias.

O banco de baterias a instalar deverá ter uma capacidade de, no mínimo, 1,218.2 Ah, calculada tendo em conta o número de dias de autonomia, a carga a alimentar em cada dia, a energia perdida através dos cabos e a profundidade de descarga das baterias.

As baterias que se propõem instalar são as *Rolls* T12 250, comercializadas pela *Rolls* e, mais uma vez, a sua escolha está associada a recomendações da Blastingfm. A ficha técnica referente a uma bateria encontra-se anexada na Figura A.2 (Anexo IV – Fichas técnicas dos equipamentos). Esta tem as seguintes características: Tensão à potência máxima ( $V_{mpp}=12V$ ) e uma capacidade de  $CB=200$  Ah.

Tabela 6.6 - Resultado do dimensionamento de o banco de baterias.

$N_{s,bat}$	$N_{p,bat}$	$N_{bat}$
4	7	28

#### Escolha do inversor de rede:

A escolha do inversor foi baseada no *software Sunny Design 3* disponibilizado pelo fabricante de inversores. A escolha feita pelo software está relacionada com a seleção dos módulos a instalar e a configuração das *string*, a corrente máxima em DC do sistema PV e tensão em circuito aberto máxima da matriz solar. Concluiu-se que o inversor que melhor se adapta é o *Sunny Tripower 10000TL – 10*, da SMA. Este suporta tensões máximas em circuito aberto de

1000 V, sendo que esse valor para o sistema PV é 687 V. Note-se que o equipamento é trifásico, assim como a instalação elétrica da habitação. Este inversor tem uma potência nominal de 10 kW, sendo o rácio de potência nominal (razão entre a potência nominal em DC do inversor e a potência de pico instalada de PV) de 118%. Para além disso, o seu fator de eficiência<sup>10</sup> é de 97.2%.

### 6.3. Simulações em HOMER

De forma a fazer a simulação no *software* escolhido, foram criados vários cenários para análise e comparação. Desta forma, será mostrado como se configurou no HOMER os componentes do sistema a instalar, de acordo com as características do caso de estudo e com os cenários escolhidos.

#### Cenário 1 – cenário base

O primeiro cenário a ser apresentado é tido em conta como “cenário base” e representa a solução que o cliente pretende adquirir.

A Figura 6.2 representa a arquitetura do cenário referido: Este não tem ligação à rede elétrica e consiste numa matriz fotovoltaica de 8.67 kW, que gera eletricidade em AC. Este sistema é também caracterizado por um conversor (inversor de rede) de 10 kW, que faz a conversão DC-AC da potência gerada pelo sistema PV e um conjunto de 28 baterias de 200Ah de capacidade unitária. Todos estes valores são retirados do Dimensionamento Teórico do presente capítulo. Note-se que o HOMER não permite a colocação simultânea do inversor e controlador de carga, pelo que este último não foi considerado.

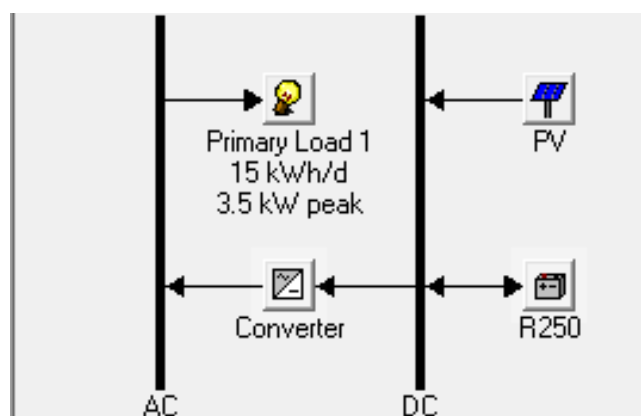


Figura 6.2 - Arquitetura do cenário 1.

De modo a conseguir fazer a simulação, foi necessário configurar o perfil de consumo diário.

O HOMER permite a introdução de valores horários de potência para dois tipos de dias para cada mês: dia de semana e dia de fim de semana, replicando esses dias para o restante do mês selecionado.

---

<sup>10</sup> Fator de eficiência representa a relação entre a energia produzida do lado AC e a energia consumida no lado DC. Este valor considera o rendimento do inversor, o rendimento da componente MPPT e o rendimento do inversor relativamente à tensão de entrada em DC.

Tal foi feito recorrendo aos valores já explicitados no Capítulo 5 – Caso de estudo, referentes aos cinco períodos estudados, tendo sido feita uma distribuição adequada destes por um ano representativo no HOMER.

Note-se que, em relação aos meses referidos como meses inverno (janeiro a abril e outubro a dezembro) se fez uma diferenciação entre os dias de semana e dias de fim de semana (como já mencionado), admitindo que a maioria do consumo se concentra no sábado e domingo e a distribuição de potência em dias úteis é residual e constante, tal como se verificou no capítulo anterior. Uma vez que o software não permite a modelação dia-a-dia mas a modelação de dois tipos de dia (semana e fim de semana), esta parece ser a metodologia que melhor se adequa ao caso. Contrariamente, para os meses de verão, admite-se que todos os dias são iguais, não havendo diferenciação entre dias úteis e não úteis.

Uma vez que o programa replica cada dia de semana e fim de semana durante o período considerado (um mês), de modo a tornar o perfil mais realista, é possível introduzir aleatoriedade através de ruído diário e horário. O ruído horário altera a forma do perfil e o ruído diário o seu tamanho. De acordo com sugestões do programa, introduziu-se 20% de ruído diário e 15% de ruído horário.

Como visível na Figura 6.3, os períodos de maior consumo situam-se entre os meses de maio e setembro (tal como esperado), entre as 8h e as 22h. Verifica-se também que, para os restantes meses, o consumo se mantém residual, apenas com alguns dias espaçados em que existe maior procura de potência – esses dias representam os fins de semana e, na figura, dizem respeito às linhas verticais sob o fundo negro (janeiro a abril e outubro a dezembro).

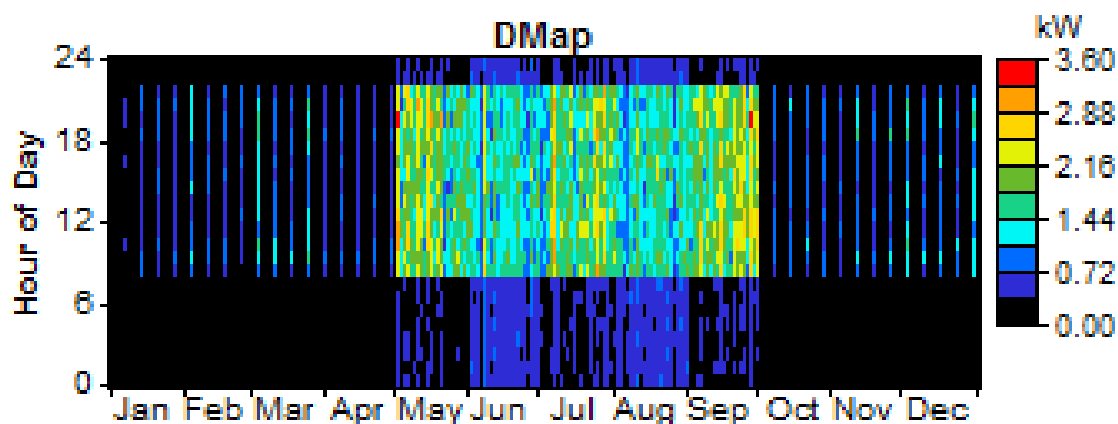


Figura 6.3 - Perfil de carga horário para um ano gerado pelo programa.

Para a habituação em causa e de acordo com o HOMER, o consumo energético é em média de 15 kWh/dia, com um pico de potência de 3.5 kW.

De acordo com as especificações do cliente já referidas, o sistema fotovoltaico em estudo é fixo, com uma inclinação de 30° e azimuth -50°. Estes produzem energia elétrica em corrente DC. De forma a fazer uma análise ao sistema, é necessário ter em conta fatores económicos. Assim sendo, é necessária a introdução de valores específicos:

1. Capital – definido em função do tamanho (em kW) do sistema fotovoltaico a instalar;
2. Custos de manutenção e operação (valores referentes à manutenção do sistema – este valor foi disponibilizado pela empresa Blastingfm);

3. Substituição – não se considera neste caso, uma vez que se admite que o sistema é não é substituído ao longo do período de vida útil (25 anos);

Outros parâmetros que devem ser referidos no software são o tempo de vida, *derating factor* e *ground reflectance*. O *derating factor* utilizado foi de 80% (valor padrão), sendo este um fator de escala que diminui a potência do sistema, de modo a que este se aproxime mais de uma situação real. Para tal, tem em conta a existência de perdas relacionadas com temperatura, cabos, etc. O *ground reflectance* definido foi, mais uma vez, o valor padrão (20%), sendo que este representa a fração de energia solar incidente no chão e que é refletida.

Note-se que, em termos económicos, se assumiu a paridade entre o euro e o dólar americano, sendo esta última a moeda em uso no *software*.

Tabela 6.7 - Propriedades do sistema PV introduzidas.

Potência Instalada	Capital	Custos de O&M	Tempo de vida
kW	€	€/ano	Anos
8.67	6,936	120	25

Para que se consiga simular a produção de energia horária pelo sistema PV, é necessário dar a conhecer ao HOMER qual o local de estudo, de forma a que se obtenham dados de radiação solar. Para tal, basta introduzir as coordenadas do local, sendo que o programa gera automaticamente valores médios diários de radiação mensal para esse local. Estes dados são provenientes do programa da NASA com o nome *Surface Solar Energy Data Set*.

Para que se faça a conversão de eletricidade gerada em DC para AC, utiliza-se um inversor de 10 kW, que apresenta um custo de manutenção nulo e com um custo de 2,992 €. Assume-se que a sua duração é de 15 anos, sendo apenas necessário der substituído uma vez ao longo dos anos do projeto.

De forma a fazer o armazenamento de energia, é necessário especificar no HOMER qual a bateria a ser utilizada. Este disponibiliza um vasto leque de baterias de vários fabricantes. No entanto, a bateria a utilizar não existe nesta biblioteca. Como tal, foi necessário proceder à sua criação no software. Para tal, basta introduzir as propriedades da bateria selecionada através de informação que se encontra no seu *datasheet*. A bateria selecionada foi, mais uma vez, a *Rolls T12 250*.

De acordo com os dimensionamentos feitos, o número de baterias a instalar é de 48. Assumiu-se, para esta parte, que não existe qualquer tipo de custo de manutenção destas, estando todo o custo de manutenção do sistema concentrado nos módulos fotovoltaicos.

Tabela 6.8 - Propriedades do banco de baterias introduzidas.

Baterias	Capital	Custos de O&M
Nº	€	€/ano
28	12,516	-

Para além disso, para esta simulação, considerou-se uma taxa de atualização de 5% e um tempo de vida do projeto de 25 anos.

#### Resultados do cenário 1:

A produção do sistema PV é, de acordo com o *software*, 12,906 kWh/ano (ou 1.49 kWh/Wp/ano), com uma média de produção diária de 35.4 kWh/dia durante um ano de funcionamento. Sendo que o consumo estimado se encontra nos 5,355 kWh/ano existe um excesso de produção de eletricidade na ordem dos 49.2%. No entanto, confirma-se que o sistema é capaz de produzir (e em excesso) energia para alimentação das cargas diárias da habitação, operando durante 4 383 horas por ano. Para além disso, a fração de falha de capacidade anual é de 1.3%, um valor baixo e que representa um baixo risco de falha do sistema PV face à potência necessária para ser coberta. Esta fração está associada à variabilidade de produção do sistema PV e representa o défice energético entre a capacidade operacional necessária e a capacidade real do sistema.

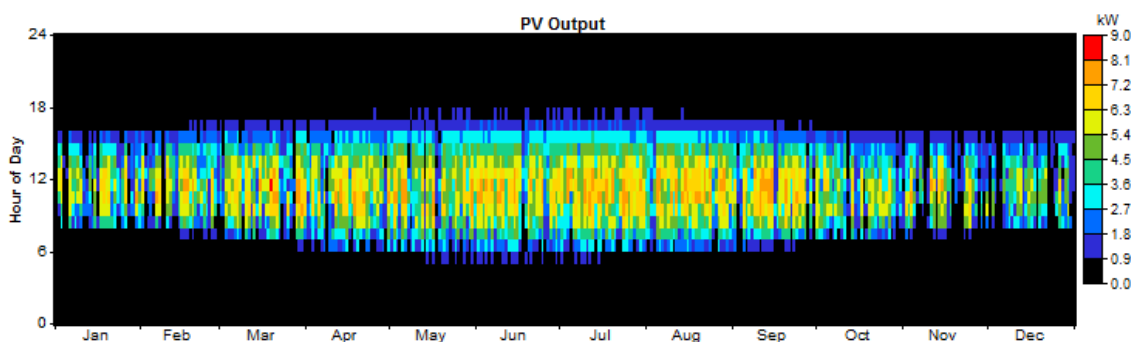


Figura 6.4 - Output da potência horária do sistema PV para um ano – Cenário 1.

A nível do armazenamento energético, nota-se que o sistema PV é suficiente para que o banco de baterias se encontre 100% carregado (*State of Charge*, no eixo horizontal) durante quase metade de um ano, como se pode observar na Figura 6.5.

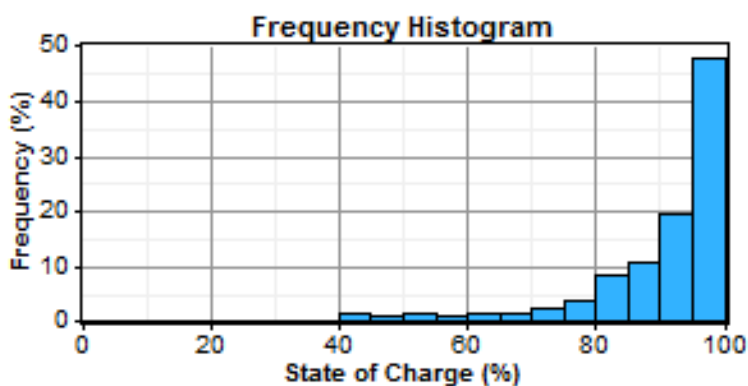


Figura 6.5 - Histograma do carregamento das baterias.

A autonomia do sistema de armazenamento é de 65.4 horas, ou seja, aproximadamente 2.7 dias, perto dos três dias de autonomia esperados aquando dos dimensionamentos anteriores. A sua

capacidade nominal é de 67.2 kWh. Circulam por este sistema cerca de 2 872 kWh por ano e o programa estima que o seu tempo de vida, até substituição, seja de 5 anos.

Podem tirar-se algumas conclusões quando se observa e analisa a Figura 6.6, que diz respeito ao estado de carregamento do banco de baterias ao longo do ano:

1. Existe maior descarga de baterias (ou seja, estados de carregamento mais baixos) nas horas sem radiação solar (entre as 18h e as 6h do dia seguinte);
2. As baterias encontram-se 100% carregadas durante os dias de semana referentes aos ditos meses de inverno, sendo pouco descarregadas durante os fins de semana (linhas verticais no fundo laranja). Para esse período, é durante os meses de novembro e de dezembro que ocorrem as maiores descargas da bateria, chegando a quase metade do estado de carregamento;
3. Nos meses de junho, julho e agosto, nas horas “centrais” do dia, o sistema PV é suficiente para o consumo da habitação, estando as baterias totalmente carregadas. Para as restantes horas, verifica-se um descarregamento já mais acentuado do banco;
4. O banco de baterias é mais solicitado, a nível anual, nos meses de maio e setembro, chegando a bateria ao seu estado mínimo de carregamento (40%).

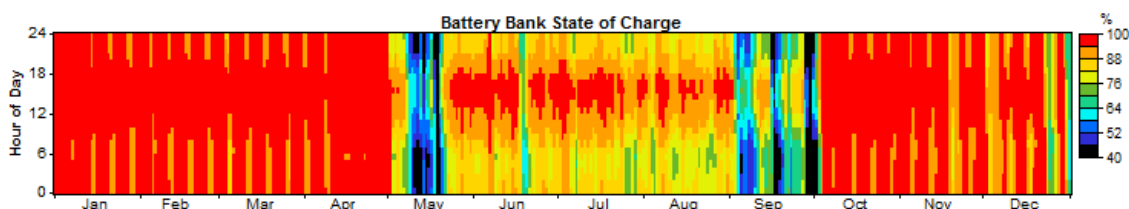


Figura 6.6 - Estado de carregamento do sistema de armazenamento ao longo do ano.

Finalmente, chegam-se aos seguintes valores:

- NPC: 53,508 €;
- LCOE: 0.709 €/kWh.

## Cenário 2 – Rede Elétrica Nacional

Este cenário simples assume que a moradia apenas se encontra ligada à Rede Elétrica Nacional, sem qualquer tipo de sistema de energia renovável implementado. O consumo da habitação é o mesmo que o do cenário anterior.

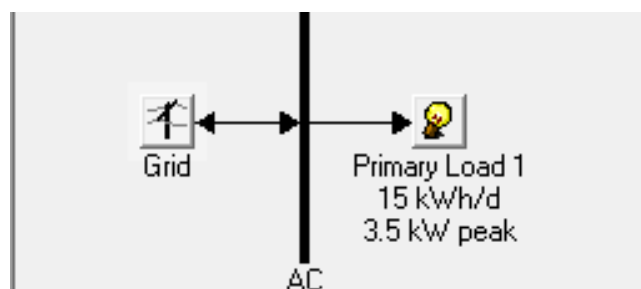


Figura 6.7 - Esquematização do cenário 2.

Neste cenário, é feita uma modelação da Rede Elétrica Nacional, colocando o valor de compra por kWh disponibilizado através das faturas do cliente. Este valor (0.159 €/kWh) é aplicado para qualquer hora do dia, de acordo com ao discriminado pela ENAT e é o valor referente ao LCOE neste caso. Desta forma, o NPC a considerar neste caso é de 12,068 €.

### Cenário 3 – Resultado otimizado

O cenário 3 resulta de resultados de otimização feitos pelo programa. De modo a chegar a uma solução dita “ideal” para o sistema, admite-se que a habitação poderá estar ligada à rede elétrica. Assim, a modelação desta foi feita de igual forma à já explicitada no cenário anterior, com o mesmo preço tabelado por kWh de consumo, assumindo que não existe remuneração para a possível energia excedente produzida pelo sistema.

O perfil de consumo da habitação a considerar é exatamente o mesmo que nos dois cenários precedentes.

O tamanho da matriz fotovoltaica e do inversor de rede a considerar é variável, uma vez que se procura chegar a uma solução dita “ideal”. Relativamente ao inversor considera-se, mais uma vez, a sua substituição a cada 15 anos e a potência do equipamento pode variar entre 1 a 9 kW.

Já em relação aos painéis fotovoltaicos a considerar admite-se, novamente, um tempo de vida de 25 anos e um custo de manutenção igual ao tabelado no primeiro cenário. Para esta análise é considerado o custo unitário e um número de módulos que varia. Estes valores encontram-se na seguinte tabela. Considere-se, mais uma vez, que os valores parâmetros *derating factor* e *ground reflectance* se mantêm.

Tabela 6.9 - Considerações acerca do tamanho do sistema fotovoltaico para otimização.

<b>Painel a considerar</b>	<b>Custo unitário</b>	<b>Custos de O&amp;M</b>	<b>Potência a considerar</b>
<b>kW</b>	<b>€</b>	<b>€/ano</b>	<b>kW</b>
0.255	204	120	1,2,3,4,5,6,7,8,9

Pode, ou não, ser necessária a instalação de um banco de baterias. Como tal, vários tamanhos do banco de baterias são explorados. Note-se que o número de baterias por *string* é 4, de forma a que se atinja a tensão de 48V (já explicitado anteriormente).

Tabela 6.10 - Considerações acerca do sistema de armazenamento a considerar para a otimização.

<b>Baterias</b>	<b>Custo</b>	<b>Custos de O&amp;M</b>	<b>Strings a considerar</b>
<b>Nº</b>	<b>€</b>	<b>€/ano</b>	<b>Nº</b>
1	404	-	0,1,2,3,4,5,6,7,8



Mais uma vez, para esta simulação, considerou-se uma taxa de atualização de 5% e um tempo de vida do projeto igual ao já referido (25 anos).

### Resultados do cenário 3:

Feita a simulação com todos os *inputs* e variações anteriores, o HOMER apresenta como melhor resultado o seguinte (relembre-se que, como já elucidado, o programa lista as opções de sistema de acordo com o mais benéfico economicamente): a instalação de uma potência de pico de 5 kW de módulos fotovoltaicos associado a um inversor de rede com uma potência de 4 kW, sem qualquer tipo de sistema de armazenamento e com ligação à rede elétrica.

Estima-se que a produção de energia associada ao sistema instalado seja, então, de 7,443 kWh/ano, produzindo uma média de 20 kWh/dia durante um ano. De acordo com a Figura 6.8, verifica-se que a maior produção se encontra entre os meses de maio a setembro, sendo o seu *output* máximo verificado de 4.7 kW.

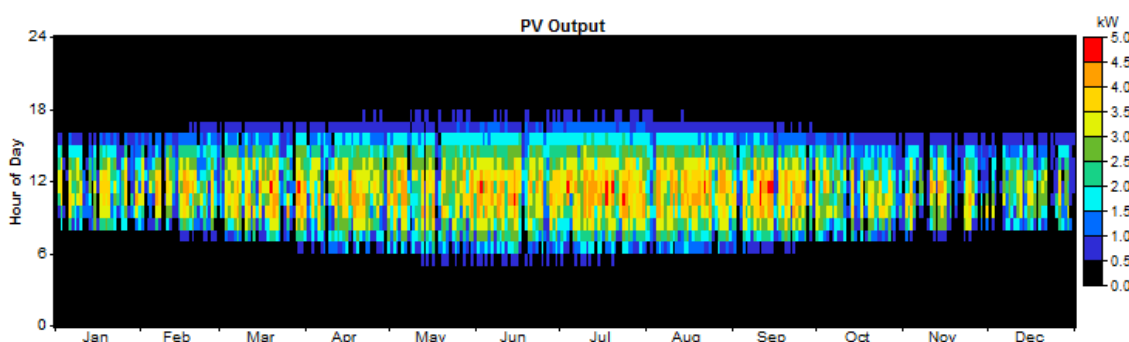


Figura 6.8 - Output da potência horária do sistema PV para um ano - Cenário 3.

O excesso de eletricidade anual proveniente do sistema PV é quase nulo, na ordem dos 0.02%. Assim, verifica-se que toda a energia produzida é autoconsumida, existindo um desperdício energético praticamente nulo.

Na Figura 6.9 é possível observar que a maior parte da produção elétrica é proveniente do sistema PV (a amarelo). No entanto, existem alturas do dia em que há necessidade de compra de eletricidade à rede distribuidora (com a cor azul), uma vez que não existe um banco de baterias associado e a produção de energia proveniente do sistema PV pode não ser suficiente ou este pode nem estar em funcionamento (horas noturnas e de grande nebulosidade, essencialmente).

Verifica-se que, nos meses com maior consumo associado, tanto a produção proveniente do sistema como a potência proveniente da rede elétrica são elevados, prevalecendo a fonte renovável como a maior alimentação à carga da habitação.

Já para os meses menor ocupação/inverno, é visível que a quantidade de eletricidade proveniente do sistema PV é realmente maior que a comprada à rede, sendo a média de produção mensal associada ao fotovoltaico muito superior à associada à rede elétrica.

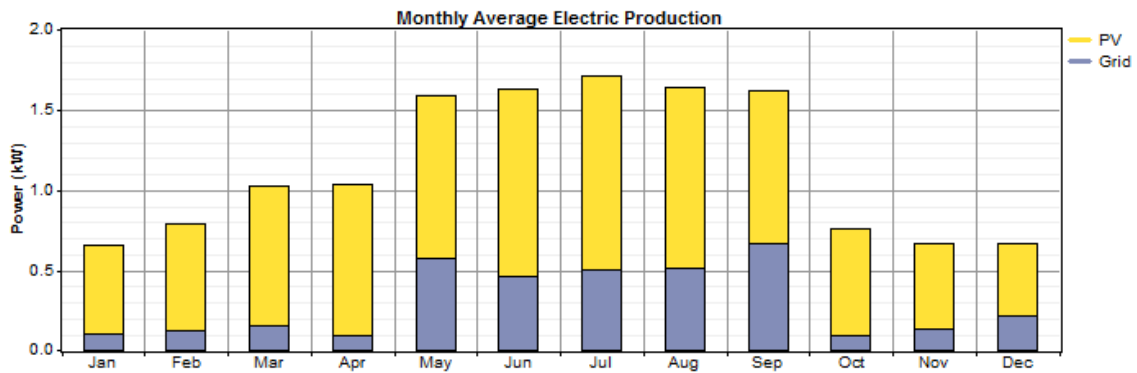


Figura 6.9 - Produção de eletricidade: Rede vs Sistema PV.

Posto isto, a fração da fonte de energia renovável para esta proposta é de 0.75, ou seja, a penetração de energia solar é 75%. Desta forma, verifica-se que a rede elétrica é apenas usada para suprir aproximadamente 25% do consumo energético.

Finalmente, chegam-se aos seguintes valores:

- NPC: 8,663 €;
- LCOE: 0.114 €/kWh.

O resultado anteriormente referido é o mais proveitoso, de acordo com a análise de sensibilidade feita pelo HOMER, sendo o que faz o melhor balanço entre a energia produzida pelo sistema PV e a comprada à rede. Existem, no entanto, outros resultados, em que a fração de energia renovável é superior a 75%, associado a uma maior potência instalada do sistema PV. Por exemplo, um sistema com uma potência de pico de 8 kW, apresenta uma fração de energia renovável de 86%. Contudo, com este aumento da potência de pico instalada, verifica-se também um aumento do LCOE na ordem dos 36% (0.157 €/kWh). Para sistemas com uma com uma potência de pico de 7 kW e 6 kW, a percentagem de penetração torna-se 82% e 79% respetivamente. Mais uma vez, verifica-se um aumento no LCOE destes. Estes efeitos podem verificados na Figura 6.10, em que as colunas a azul correspondem à penetração de energia solar e os pontos laranja ligados a tracejado ao LCOE.

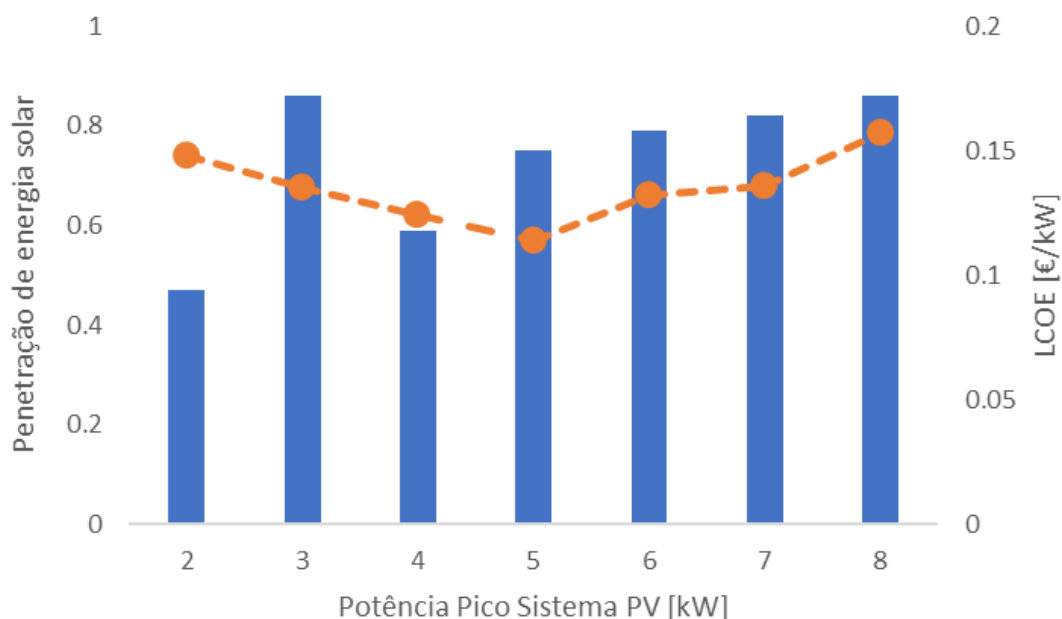


Figura 6.10 – Variação da percentagem de penetração de energia solar e do LCOE com a potência instalada do sistema PV.

Como visível na figura anterior, confirma-se que o cenário escolhido é o mais adequado, uma vez que a instalação de menos potência de energia solar fotovoltaico leva, também, a LCOE mais elevados, na ordem dos 0,148€/kWh para um sistema de 2kW e de 0,124 €/kWh para um sistema com 4kW de potência instalada, por exemplo.

## 6.4. Análise de Viabilidade Económica

De modo a conduzir a análise financeira e determinar a viabilidade do presente projeto, dois cenários serão apresentados ao cliente, tendo em conta a metodologia já descrita:

- Cenário A: diz respeito ao cenário base do pretendido pelo cliente, correspondendo ao sistema “*offgrid*” já dimensionado anteriormente;
- Cenário B: este baseia-se no cenário de autoconsumo já apresentado. Será mostrado como alternativo/contraproposta do pretendido.

### Cenário A

Para este primeiro cenário, são considerados os resultados do Dimensionamento Técnico já apresentado – este representa o que, efetivamente, o cliente idealizou para instalação na sua moradia.

De modo a executar a análise financeira do mesmo, foram disponibilizados pela Blastingfm valores unitários para o custo de cada componente do sistema, que se encontram tabelados na **Tabela 6.11**.

Para além dos preços tabelados devem, ainda, considerar-se:

1. Os custos de O&M, que são fixos e de cerca de 120 €/ano, de acordo com a empresa;

2. Custos associados à mão de obra, deslocamento, acessórios (cabos, etc) e estruturas extra (como a estrutura das baterias): este valor, referenciado em comunicação interna, ronda os 20% da soma de valores tabelados, ou seja, cerca de 5,537.3 €.

Tabela 6.11 - Preços dos produtos a instalar – Cenário A.

Produto	Quantidade	Custo unitário	Custo Total [€]
<b>Estrutura PV</b>	2	733.33	1,466.66
<b>Módulo PV</b>	34	204.22	6,943.48
<b>Inversor</b>	1	2,992	2,992
<b>Regulador de carga</b>	2	1,884	3,768
<b>Baterias</b>	28	447	12,516

Assim sendo, o total de investimento inicial é de 33,223.4 €, o qual deverá ser acrescido da taxa do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) em vigor.

Para prosseguir à análise de viabilidade do sistema é necessário determinar qual o consumo que este sistema consegue suprir. Com recurso ao PVGIS®, verificou-se que este consegue produzir anualmente cerca de 12.844 MWh, o que é suficiente para o consumo anual de cerca de 7.943 MWh, de acordo com os dados disponibilizados pelo cliente. Assim, é este último valor o que foi tido em conta para o cálculo dos proveitos.

Feita a análise no MsE, verificou-se que o VAL do projeto é negativo, na ordem dos -317,757 €. Assim, o projeto não é viável, não sendo possível calcular o seu TIR e o seu tempo retorno não encontra dentro do período de vida do projeto.

No Anexo V – Resultados da Análise de Viabilidade Económica é possível consultar a Tabela A1 , que possui os valores obtidos na análise financeira deste cenário.

## Cenário B

Dado o resultado do Cenário A e a otimização feita no software utilizado (terceiro cenário da secção anterior) foi, então, criado um cenário alternativo como proposta ao cliente.

Para este, considera-se um sistema PV de 5.1 kW (potência dita como “ideal”, de acordo com as simulações feitas), composto pelos mesmo tipo de módulos já referidos. O inversor que se propõe a instalar é o *SMA Sunny Boy SB 5000 TL-21*, que tem uma potência nominal de 4.6 kW (verificou-se a sua compatibilidade com o sistema PV da mesma forma que já descrita).

Mais uma vez, os custos associados a O&M são de 120 €/ano, tendo sido as quantias tabeladas de seguida disponibilizadas pela Blastingfm.

Tabela 6.12 - Preços dos produtos a instalar – Cenário B.

Produto	Quantidade	Custo unitário	Custo Total [€]
Estrutura PV	2	733.33	1,466.66
Módulo PV	20	204.22	4,084.4
Inversor	1	1,778	1,778

Os custos diversos são, mais uma vez 20% do total anterior tabelado, perfazendo desta vez 1,465 €. Verifica-se um investimento inicial total de 8,794.9 €, ao qual deverá ser acrescentado o valor do IVA em vigor.

Este sistema tem a capacidade de produzir anualmente de 7.53 MWh. De modo a tornar a análise o mais realista possível, assume-se que existe um deterioramento anual de 1% na produção de energia sendo que, passados 20 anos, o sistema deverá ser capaz de produzir 80% do que produzia no ano inicial. São estes valores os utilizados como proveitos anuais.

Considerado tudo o referido anteriormente, este projeto apresenta um VAL positivo de 13,807.6 €. Calculada a TIR, observa-se que esta é de 10%, ou seja, superior à taxa de atualização utilizada (5%), o que significa que o projeto é economicamente viável. O seu *payback-time* encontra-se entre os 11 e os 12 anos (11.6, mais propriamente), que se encontra dentro do tempo de vida do projeto.

No Anexo V – Resultados da Análise de Viabilidade Económica é possível consultar a Tabela A2, que possui os valores obtidos na análise financeira deste cenário.

## Capítulo 7 – Considerações práticas

Neste capítulo pretende-se que sejam aludidas boas práticas técnicas aquando da instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, nomeadamente das precauções a ter e da execução da manutenção.

As informações aqui expostas são o resultado de anos de experiência “em campo” partilhadas por informação interna de membros integrantes da equipa da Blastingfm.

### 7.1. Montagem dos painéis fotovoltaicos

No presente caso de estudo, é desígnio do cliente que os módulos fotovoltaicos a instalar se encontrem diretamente sobre a água escolhida (e já referenciada), sem qualquer tipo de inclinação adicional. Assim sendo, a estrutura escolhida para suporte dos painéis deverá ter a capacidade de se acoplar diretamente às telhas.

De modo a que seja feita uma colocação correta destes equipamentos, com vista a minimizar as forças exercidas no grupo gerador, deverá garantir-se que:

- O espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não seja muito grande, tendo apenas o tamanho necessário que permita a ventilação da parte posterior do painel e de forma a evitar bloqueios do escoamento de águas (em caso de dias de chuva);
- Não deverá existir uma inclinação adicional dos painéis, devendo esta manter-se igual à inclinação do telhado;
- O espaço entre módulos deverá ter a largura suficiente que compense a ação da pressão do vento (aproximadamente 2 cm, no mínimo);
- A possível expansão térmica do material da estrutura de suporte não exerça qualquer esforço extra nos módulos.

#### 7.1.1. Fixação ao telhado

De modo a que seja feita uma correta colocação dos módulos, deverão ser criados na superfície do telhado pontos de fixação para os mesmos. A escolha do sistema de montagem depende do tipo de cobertura, existindo soluções que utilizam vigas de suporte e outras independentes. No caso de o tamanho/peso do sistema ser considerável (como a presente solução), utilizam-se estruturas (de alumínio, por exemplo).

A estrutura de fixação dos módulos para o sistema proposto é uma base para telhados inclinados.

Esta base é constituída por calhas de aço inoxidável, sendo estas montadas nos pontos mais seguros do telhado (de forma a não danificar nenhuma das telhas). Os painéis podem ser montados individualmente e diretamente na calha já colocada no telhado. De outra forma, podem ainda ser pré-colocados no seu todo na estrutura. Este processo pode ser executado em solo, sendo o conjunto, posteriormente, elevado até à água da habitação com a ajuda de uma grua ou guindaste.

Construída a base com as calhas é necessário, de seguida, proceder-se à fixação da estrutura no telhado. Para tal, utilizam-se dispositivos de fixação em forma de gancho, que ultrapassam a cobertura do telhado e que são aparafusados às vigas ou ripados de madeiras. Este tipo de ganchos são os mais apropriados para este sistema, dado que a cobertura em causa tem telhas e, desta forma, evita-se a danificação das mesmas. A Figura 7.1 esquematiza o descrito.

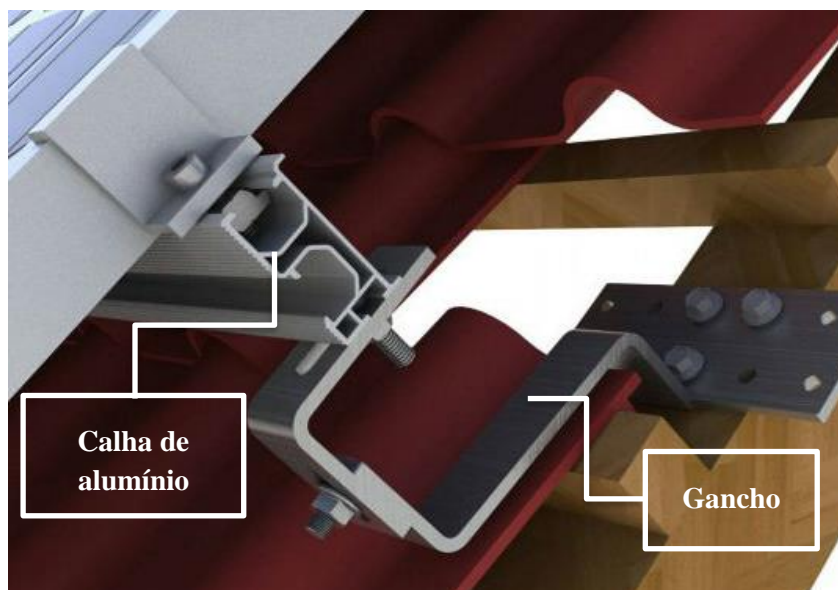


Figura 7.1 – Pormenor de montagem.

Existem, ainda, outros pontos críticos aquando da instalação do sistema:

- Deverá ser feita uma análise prévia do estado das telhas;
- Verificar o tipo de vigas da construção;
- Ter em atenção se existem possíveis elementos de sombreamentos no local (chaminés, por exemplo);
- De modo a evitar a corrosão dos materiais, devem utilizar-se parafusos inox e colocar massa consistente nas fixações;
- Caso o local se revele húmido, utilizar juntas de borracha entre materiais diferentes, o que evita a corrosão galvânica.

### 7.1.2. Normas e boas práticas na instalação

Existem algumas normas que o instalador profissional da empresa Blastingfm segue, de forma a não comprometer a instalação de sistemas fotovoltaicos. Entre elas, podem referir-se as seguintes:

1. Cumprir os procedimentos de segurança (nomeadamente em altura);
2. Evitar da melhor forma possível uma alteração drástica da arquitetura/design da habitação;
3. Colocar o inversor o mais perto possível da instalação (por exemplo, numa garagem), num local que se encontre à temperatura ambiente e em que seja possível a dissipação do calor por parte do equipamento. Para além disso, a colocação do inversor perto do sistema facilita os serviços de manutenção;
4. Colocar os cabos elétricos cuidadosamente e de forma diferenciada:
  - 4.1. No caso dos cabos que se encontrem na cobertura, estes deverão ser colocados em tubos isogris<sup>11</sup>, fixados em cimento quando situados na cobertura,
  - 4.2. Quando fixos à parede, devem ser colocados no interior da esteira,

---

<sup>11</sup> Tubo rígido isolante, resistente a ações mecânicas fortes e não propagador de chama.

- 4.3. Quando colocados por baixo do solo, devem encontrar-se num tubo corrugado.
5. Utilização de equipamentos de proteção individual adequados e eficazes e que sigam o Regulamento de Segurança no Trabalho da Construção Civil.

No caso de avaria de apenas uma unidade do sistema fotovoltaico, a sua reparação/substituição varia conforma a forma de montagem adotada. Pode ser possível chegar a um painel e retirá-lo diretamente (função executada pela mesma pessoa responsável pela montagem) ou, no caso de uma instalação mais complexa, podem ser necessárias tirar várias peças até se conseguir retirar o painel fotovoltaico.

No entanto, antes de qualquer substituição, o responsável técnico executa uma verificação do que está a afetar o funcionamento dessa unidade de produção.

## 7.2. Arranque do sistema fotovoltaico

De maneira a que o sistema entre em serviço, é necessário ter em conta uma série de considerações, listadas de seguida:

1. Assegurar que o inversor escolhido se encontra em boas condições físicas;
2. Fazer uma verificação à tensão em circuito aberto da instalação fotovoltaica. Para assegurar a viabilidade do sistema, esta não deverá exceder a tensão máxima DC do inversor;
3. Verificar a correta polaridade dos cabos de ligação entre o sistema PV e o inversor, ou seja: conectar o terminal positivo de uma *string* de painéis à entrada positiva do inversor. O mesmo para o terminal negativo;
4. Observar se o cabo AC está corretamente ligado ao inversor;
5. Fechar o interruptor DC do inversor;
6. Ligar o circuito que produz em AC, que se faz ligando o disjuntor do quadro elétrico fotovoltaico;
7. Atentar ao ecrã do inversor, de modo a verificar se o inversor está a detetar algum tipo de erro ou se o sistema se encontra em curso sem problemas.

Para desligar o sistema fotovoltaico basta, então, desligar o disjuntor do quadro elétrico AC, seguido de desligar o interruptor de corte DC e, por fim, fazer a desconexão das *strings* ao inversor.

## 7.3. Banco de baterias

Relativamente ao banco de baterias, é prática corrente da *Blastingfm* a colocação destas em estruturas próprias, que se encontrem a uma distância mínima de segurança do nível do chão, de forma a evitar possíveis contatos destas com água proveniente do exterior, por exemplo, em caso de inundações ou com sujidade.

Para além disso, é necessário ter em conta que as baterias podem emitir gases corrosivos ou inflamáveis, pelo que o local de colocação deverá ter uma série de características para garantir a segurança:

- Ser fortemente ventilado;
- Deverá ser um local que se encontre protegido contra temperaturas muito altas (fator importante para os meses de verão);
- Recomenda-se que esteja afastado de poeiras, gases, vapores, humidade e outros agentes nocivos;



- Aquando da seleção dos materiais de suporte, estes devem ser suficientemente resistentes, tanto a nível físico (dado que o banco de baterias pode ser considerado pesado) como do ponto de vista elétrico;
- O local deverá ser seco;
- Deverá estar preparado para a lavagem com água corrente, no caso de qualquer tipo de fuga de fluído de uma ou mais baterias.

Do ponto de vista elétrico, deverão tomar-se precauções através de, por exemplo, a instalação de fusíveis e disjuntores à saída do banco de baterias, antes das barras de distribuição de energia desta e em todos os circuitos que alimentem todas as cargas do sistema de armazenamento. É, ainda, essencial a instalação de um dispositivo que detete faltas de alimentação a qualquer bateria do banco.

## 7.4. Manutenção e garantias

De forma a que se garanta a segurança e funcionamento dos equipamentos/instalação energética, torna-se essencial a manutenção regular dos mesmos. No entanto, note-se que estes sistemas de energia com recurso a energia fotovoltaica tendem a ser fiáveis e exigem uma manutenção limitada e de baixo custo (como referido na Análise de Viabilidade Financeira).

Para evitar manutenções corretivas, onde o principal objetivo é a eliminação de falhas na instalação, são realizadas manutenções preventivas periódicas com o intuito de impedir avarias nos aparelhos e as consequentes perdas de produção. Este tipo de manutenção preventiva pode ser resumido na seguinte tabela.

Tabela 7.1 - Manutenções a considerar.

Equipamento	Ações	Periodicidade
<b>Cabos</b>	Revisão do estado. Inspeção das ligações e terminais.	Anual
<b>Módulos</b>	Situação face ao projeto inicial. Limpeza e verificação de danos.	
<b>Estrutura de suporte</b>	Verificação de possível deterioração por motivos ambientais.	
<b>Banco de baterias</b>	Verificação da estrutura. Limpeza e oleado dos terminais.	
<b>Regulador de Carga</b>	Medição das quedas de tensão entre terminais. Inspeção visual do visor e/ou indicadores luminosos.	
<b>Inversor</b>	Inspeção visual a avisos/alarmes.	
<b>Equipamentos de</b>	Testes diversos nos disjuntores e fusíveis.	

---

**proteção**

---

É, ainda importante referir que os fornecedores/empresa oferecem aos clientes um conjunto de garantias relativas a cada um dos materiais instalados, que deverá também ser tido em conta nas considerações práticas. Os dados tabelados foram disponibilizados pela Blastingfm.

Tabela 7.2 - Garantias oferecidas.

<b>Equipamento</b>	<b>Período de Garantia (anos)</b>	<b>Tipo de garantia</b>
<b>Módulos Fotovoltaicos</b>	10	Defeitos de fabrico
	12	90% da produção inicial
	25	80% da produção inicial
<b>Estruturas de fixação</b>	20	Defeitos de fabrico
<b>Inversor</b>	5	Defeitos de fabrico
<b>Quadro de gestão</b>	2	Defeitos de fabrico
<b>Instalação</b>	2	Garantia de obra

## Conclusões

Neste capítulo são abordadas as principais conclusões retiradas do trabalho apresentado e também aspetos a ter em conta em trabalhos futuros relacionados com este tipo de projetos.

Quando feita uma análise ao consumo da habitação em causa, confirma-se o referido pelo proprietário: existem maiores consumos nos meses de verão (cerca de 30 kWh/dia) em relação aos meses de inverno (5.7 kWh/dia). Desta forma e com a metodologia proposta a nível do dimensionamento energético, percebe-se que por ser a altura de maior utilização da habitação e, consequentemente de maior procura energética, é nos períodos referidos como períodos de verão que se limita e calcula a potência a instalar de módulos fotovoltaicos. O sistema de armazenamento, contrariamente, é dimensionado para os períodos de inverno.

Posto isto, de acordo com a metodologia proposta para o dimensionamento técnico e os requisitos do cliente, chega-se a um primeiro cenário: o cenário *offgrid* (cenário 1). Os resultados do dimensionamento anterior foram colocados no *software* de simulação escolhido, HOMER, tendo-se concluído que este é viável do ponto de vista energético, podendo a rede elétrica ser desprezada. Este sistema energético produz uma média de 35.4 kWh/dia ao longo de um ano, suficiente para a alimentação da potência elétrica da casa em qualquer altura, estando as baterias carregadas a 100% durante cerca de metade do ano – estão prontas para qualquer pico de consumo. Relacionado com este sistema energético está um excesso de produção de 49.2%, o que representa um desperdício significativo face à potência consumida. No entanto, o proprietário encontra-se, desta forma, preparado para o caso de querer instalar unidades de turismo rural, ficando precavido para aumentos de consumo. Para além disso, a instalação deste sistema poderá levar a uma valorização do imóvel.

Confirma-se que as baterias conseguem suportar o consumo no inverno. No entanto, devido à elevada potência instalada do sistema PV e ao baixíssimo consumo de energia no inverno, é natural que estas se encontrem quase sempre carregadas na sua totalidade. Assim, verifica-se que as baterias, embora dimensionadas para o inverno, acabam por ser mais solicitadas nos meses de verão, dado que aqui o consumo é bastante elevado. Durante o dia o sistema PV consegue suprir as necessidades, mas durante a noite as baterias são necessárias para cobrir os elevados consumos verificados.

Através do HOMER foi possível chegar a mais conclusões. O custo da energia no cenário 1 é de 0.709 €/kWh, representando um aumento significativo relativamente ao preço cobrado pelo distribuidor de energia (0.1551 €/kWh). Nesta perspetiva e através das ferramentas de otimização e análise de sensibilidade do *software*, chegou-se um cenário de autoconsumo sem armazenamento energético (cenário 3), em o custo de energia fica nos 0.114 €/kWh, valor inferior ao pago à entidade, encontrando-se a habitação ligada à rede elétrica. Assim, o HOMER parece indicar que as baterias não são proveitosas do ponto de vista de económico, pelo que deve ser mais barata a compra de energia à rede em caso de necessidade, sendo o último cenário o que faz o melhor balanço entre energia autoconsumida/energia comprada (75% do total de energia consumida é proveniente do sistema PV).

Feita uma análise de viabilidade financeira aos dois cenários anteriormente referidos, percebe-se que o cenário *offgrid* (cenário A) apresenta um VAL negativo, não sendo possível calcular a sua TIR, isto é, não é economicamente rentável dentro do período de vida dos equipamentos. Não se tiveram em conta os custos de substituição das baterias (que devem ser substituídas de 5 em 5

anos) nem do inversor e tal iria aumentar ainda mais os custos, contribuindo para um VAL pior do que o calculado. As baterias representam cerca de 38% do custo inicial total, sendo o equipamento com mais peso financeiro.

Em relação ao cenário de autoconsumo (cenário B na análise financeira), percebe-se que o seu investimento inicial representa apenas 27% relativamente ao investimento do cenário *offgrid* (8,794.9 € comparados a 33,223.4 €), pelo que é mais atrativo economicamente. O seu VAL é positivo (13,807.6 €) e a sua TIR é de 10%, ou seja, superior à taxa de atualização utilizada (5%). O seu *payback-time* é de 11.6 anos, que se encontra dentro do tempo de vida do projeto. Este poderá ser uma opção a pensar pelo cliente, dada as suas vantagens económicas.

Para trabalhos futuros do mesmo âmbito do que o estudo apresentado, existem algumas propostas a considerar. De modo a conhecer melhor o perfil de consumo do cliente, poderá ser mais proveitosa a instalação de sistemas inteligente (*smart-meeters*) que façam a contabilização da potência consumida instantaneamente no local de estudo. Esses registos poderão ser úteis para conhecer de forma mais precisa a distribuição do consumo, facilitando dimensionamentos mais adequados. Seria também útil, em trabalhos futuros, a exploração de outras configurações para o sistema energético a implementar. Além dos cenários apresentados, poderá investigar-se o dimensionamento de um sistema *offgrid* híbrido, que acople a energia solar fotovoltaica a um gerador a diesel, por exemplo, como *back-up* (como alternativa à rede elétrica).

Fazer um acompanhamento do cliente antes e depois da introdução do sistema energético pode ser também proveitoso, na medida em que se compreende se existe alguma mudança no comportamento a nível do consumo.

Para futuros projetos os preços dos equipamentos poderão baixar, especialmente na parte que toca ao desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, dado que estes são um peso significativo do orçamento final.

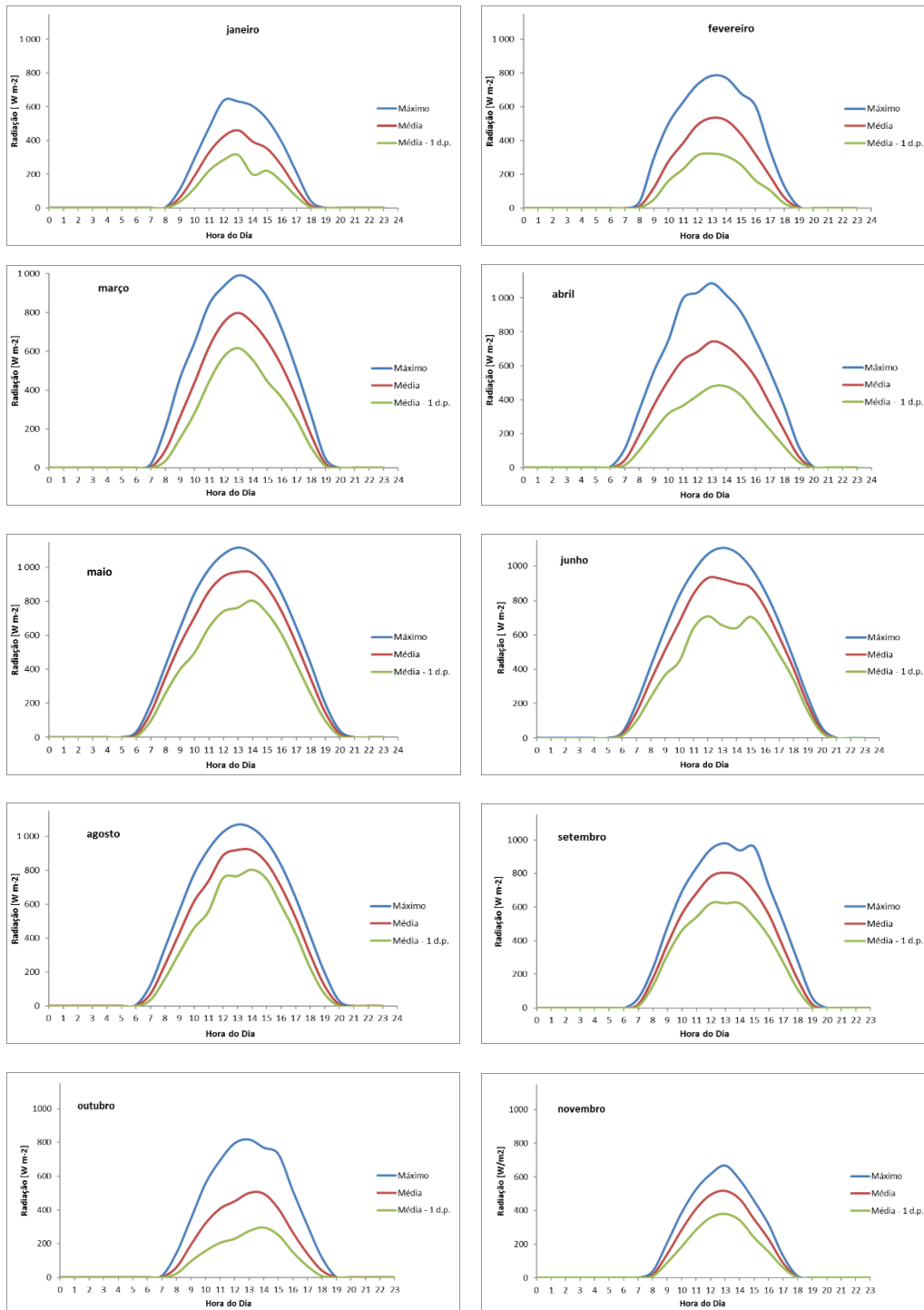
## Referências Bibliográficas

- U.S. Energy Information Administration (2017). Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. Disponível em [http://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf).
- Al-Obaidi, K. M., Munaaaim, M. A. C.. "Feasibility Study of a Grid Connected Solar Pv System for a Residential Load in Jabalpur". *International Journal of Engineering Sciences & Research Technology*, vol 9655, pp 8–13.
- Bayod-Rújula, Á. A., Haro-Larrode, M. E., Martínez-Gracia, A. "Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid". *Solar Energy*, vol 98, pp 582–591, 2013.
- Beck, T., Kondziella, H., Huard, G., Bruckner, T. "Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems". *Applied Energy*, vol 173, pp 331–342, 2016.
- Castro, R. "Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica.". Np.: IST Press, 2011.
- Djurdjevic, D. Z. "Perspectives and assessments of solar PV power engineering in the Republic of Serbia". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 15, pp 2431–2446, 2011.
- EIA. "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016 Levelized Cost of Electricity ( LCOE ) and its limitations Levelized Avoided Cost of Electricity ( LACE ) as an additional indicator", 2016.
- Eltawil, M. A., Zhao, Z. "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 14, pp 112–129, 2010.
- European Commission - Institute for Energy and Transport. (2012). "Solar radiation (Europe) in PVGIS". 2012.
- Goswami, D. Y. "Principles Of Solar Engineering". Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2015.
- IEA. "Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016", 2016.
- International Energy Agency IEA. "Solar Photovoltaic Energy. Technology Roadmap".2014
- IPMA. "Radiação Global". Disponível em <https://www.ipma.pt/pt/agrometeorologia/mapas/mensal/index.jsp?page=mrato.xml>, acedido em fevereiro 2017
- IRENA (International Renewable Energy Agency). "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025 Technical report". Disponível em [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Power\\_to\\_Change\\_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf), acedido em maio de 2017.
- Kristin Seyboth, Sverrisson, F., Appavou, F., Brown, A., Epp, B., Leidreiter, A., Sovacool, B. "Renewables 2016 Global Status Report. Global Status Report.". 2016.
- Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P. "Micropower System Modeling with Homer". *Integration of Alternative Sources of Energy* ,pp 379–418. 2006.
- Luque, A., Hegedus, S. "Photovoltaic Science Handbook of Photovoltaic Science".Chichester: Wiley & Sons Ltd, 2003.

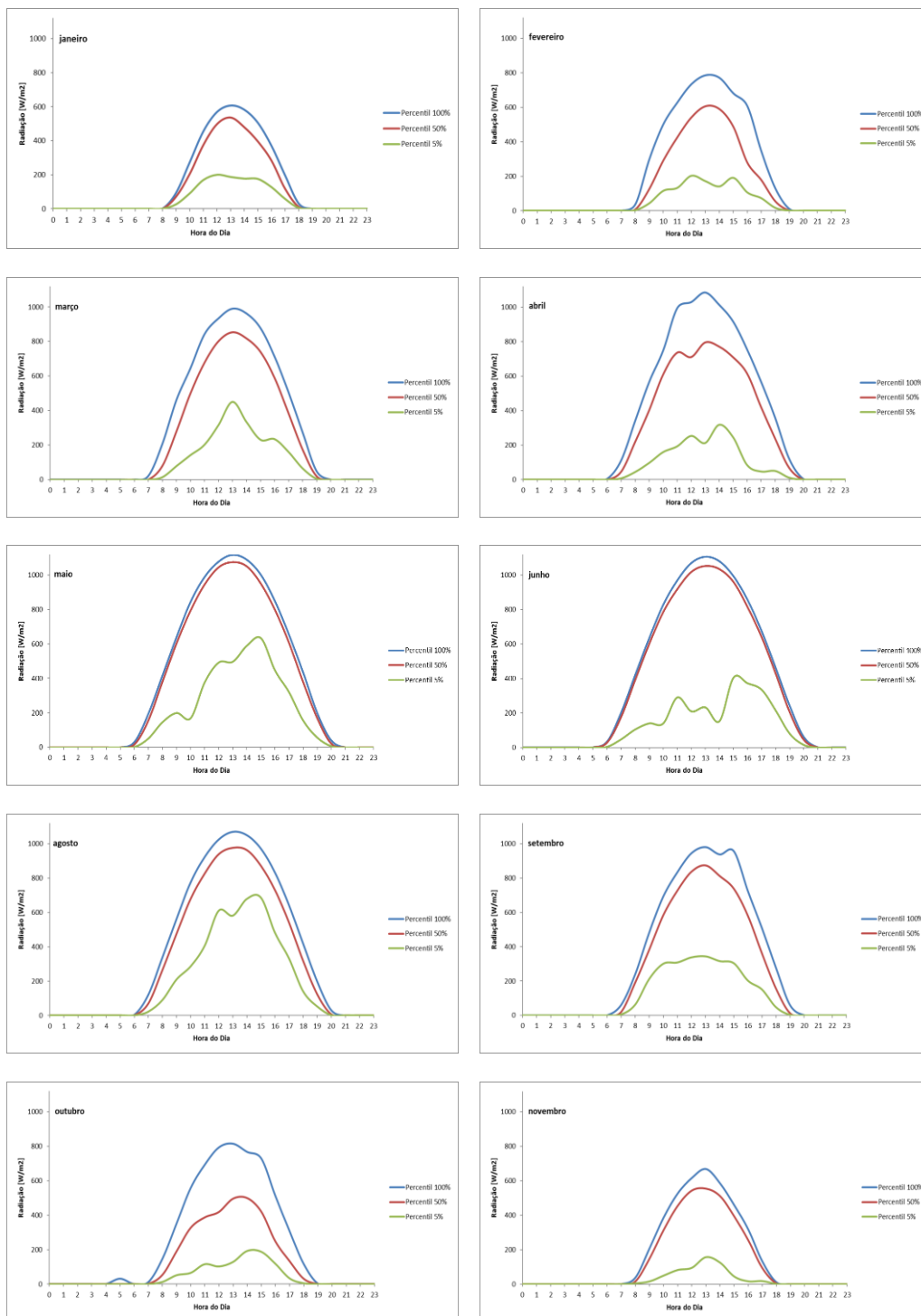
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., Palm, J. "Photovoltaic self-consumption in buildings : A review". *Applied Energy*, vol 142, pp 80–94, 2015.
- Merei, G., Moshövel, J., Magnor, D., Sauer, D. U. "Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications". *Applied Energy*, vol 168, pp 171–178, 2016.
- Moshövel, J., Kairies, K. P., Magnor, D., Leuthold, M., Bost, M., Gähns, S., Sauer, D. U. "Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption". *Applied Energy*, vol 137, pp 567–575, 2015.
- Munkhammar, J., Lingfors, D., Luthander, R., Wid, J. "Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment". *Energy*, vol 112, pp 221–231, 2016.
- National Renewable Energy Laboratory. "Getting Started Guide for HOMER Legacy (Version 2.68)", 2011.
- NRLE. (2014). "Feed-In Tariffs". Disponível em [http://www.nrel.gov/tech\\_deployment/state\\_local\\_governments/basics\\_tariffs.html](http://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/basics_tariffs.html), acessado em abril de 2017.
- Nurunnabi, M., Roy, N. K. "Grid Connected Hybrid Power System Design Using HOMER". *3rd International Conference on Advances in Electrical Engineering*, pp 19–22, 2015.
- Ogunjuyigbe, A. S. O., Ayodele, T. R., Akinola, O. A. "Optimal allocation and sizing of PV / Wind / Split-diesel / Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost , carbon emission and dump energy of remote residential building". *Applied Energy*, vol 171, pp 153–171, 2016.
- Pagola, I., Gastón, M., Fernández-peruchena, C., Moreno, S., Ramírez, L. "New methodology of solar radiation evaluation using free access databases in specific locations." *Renewable Energy*, vol 35, pp 2792–2798, 2010.
- Pereira, F., Oliveira, M. "Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica". Edições Publindústria, 2011.
- Remund, J., Wald, L. "Linke turbidity factors for several sites in Africa". *Solar Energy*, vol 75, pp 111–119, 2003.
- Rowlands, I. H., Paige, B., Beausoleil-morrison, I. "Managing solar-PV variability with geographical dispersion : An Ontario ( Canada ) case-study". *Renewable Energy*, vol 68, pp 171–180, 2011.
- Solar Power Europe. "Renewable Self-Consumption - Cheap and clean power at your doorstep." Disponível em [http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/documents/Policy\\_Papers/Position\\_Paper\\_self-consumption\\_June2015.pdf](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Position_Paper_self-consumption_June2015.pdf), acessado em março de 2017.
- Solar Time. (n.d.). Disponível <http://www.pveducation.org/pvcdrom/2-properties-sunlight/solar-time>, acessado a dezembro de 2016.
- Šuri, M., Huld, T. a., Dunlop, E. D. "PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe". *International Journal of Sustainable Energy*, vol 24, pp 55–67, 2005.

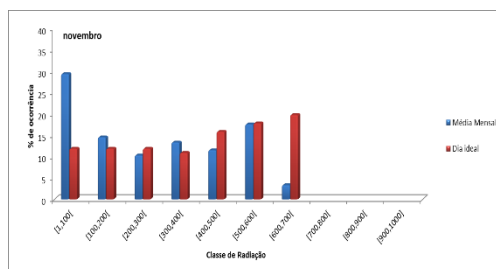
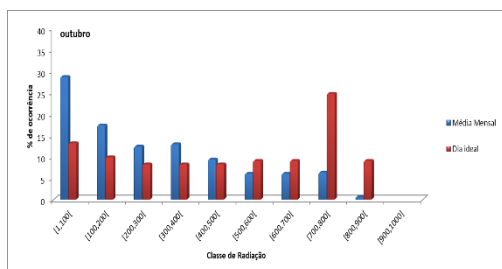
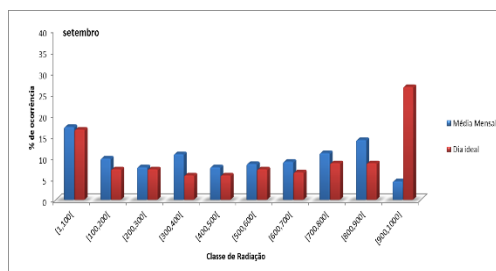
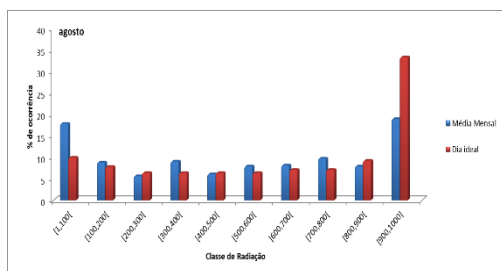
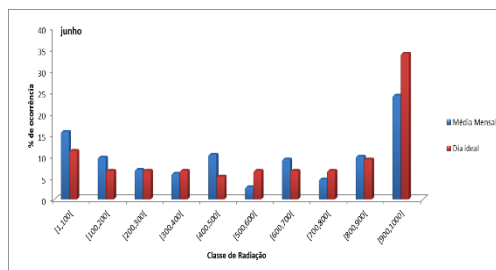
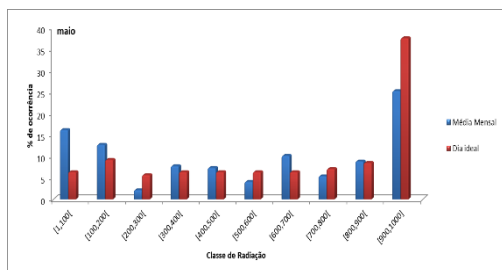
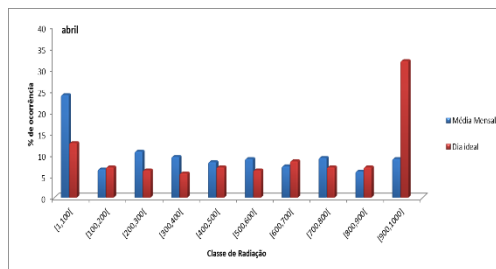
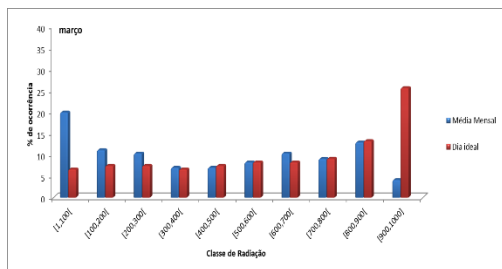
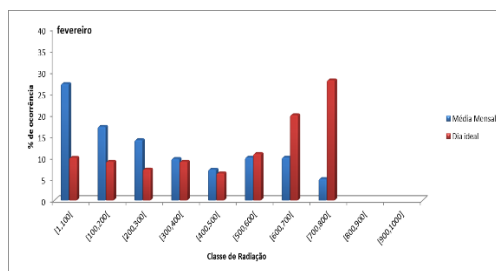
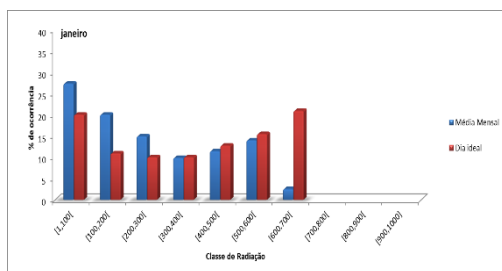
- Suri, M., Huld, T., Dunlop, E., Albuisson, M., Lefevre, M., Suri, M., Lefevre, M.  
"Uncertainties in solar electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation", 2010
- Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands. "Off Grid PV Power Systems - System Design Guidelines", *Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Milano, 2012.
- Tidwell, J. W., Weir, A. D. "Renewable Energy Resources". Abingdon: Taylor & Francis Group, 2006.
- Twaha, S., Idris, M. H., Anwari, M., Khairuddin, A. "Applying grid-connected photovoltaic system as alternative source of electricity to supplement hydro power instead of using diesel in Uganda". *Energy*, vol 37, pp 185–194, 2012.

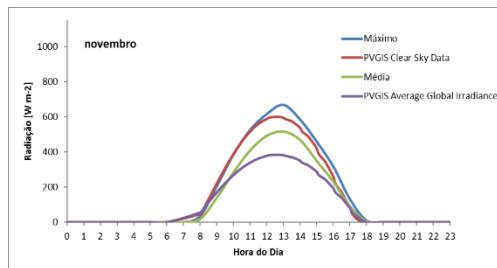
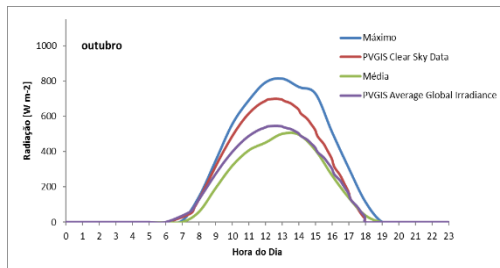
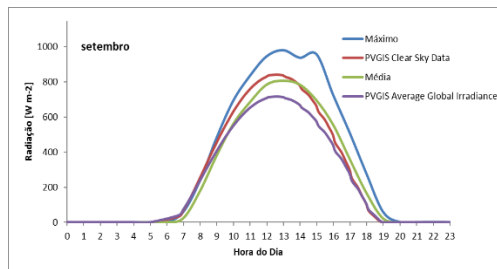
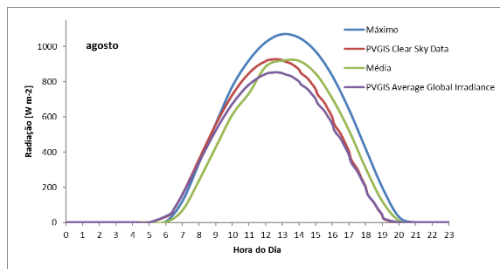
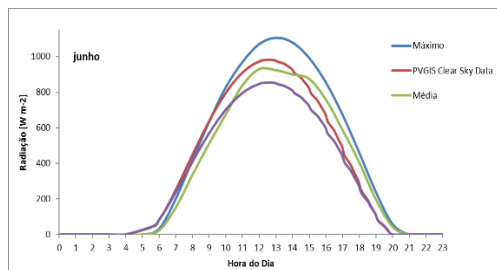
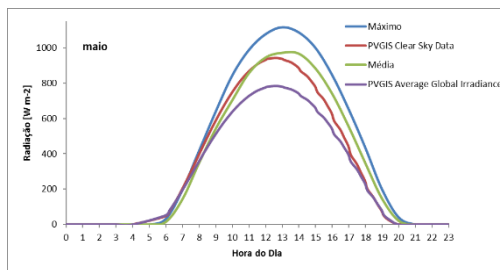
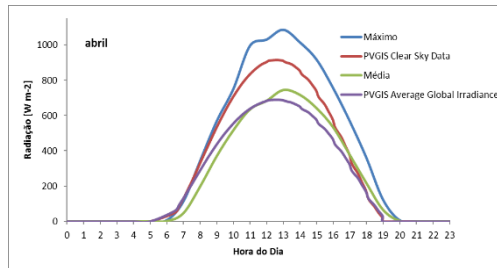
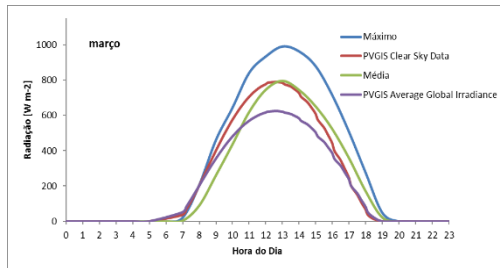
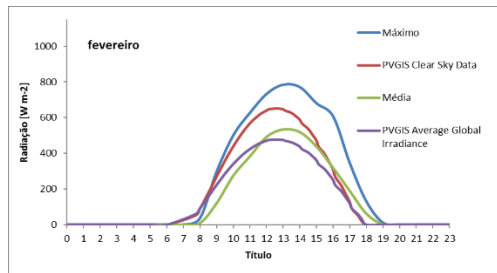
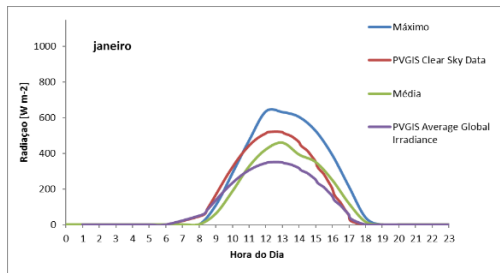
## Anexo I – Dados de radiação referentes a Lisboa



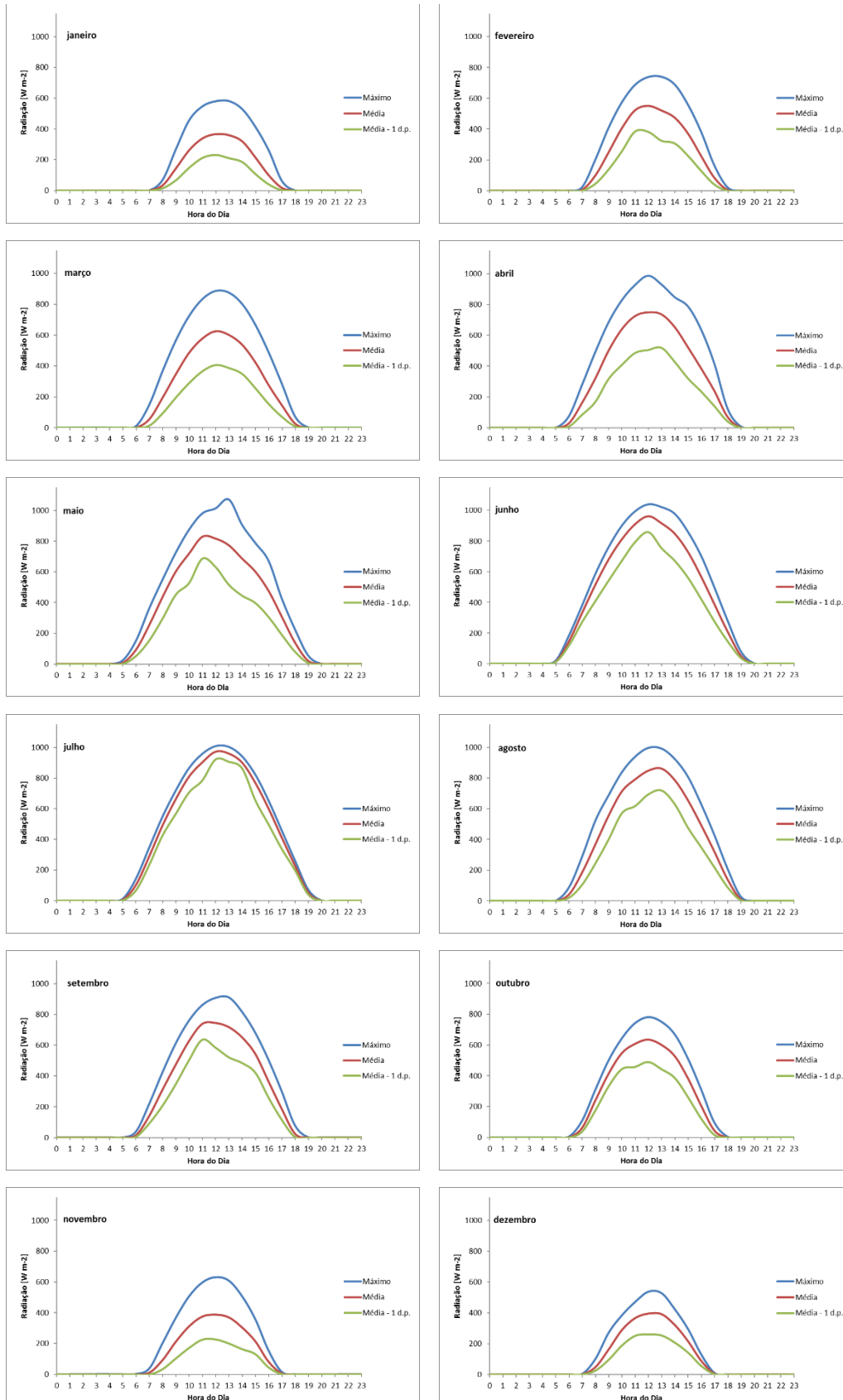


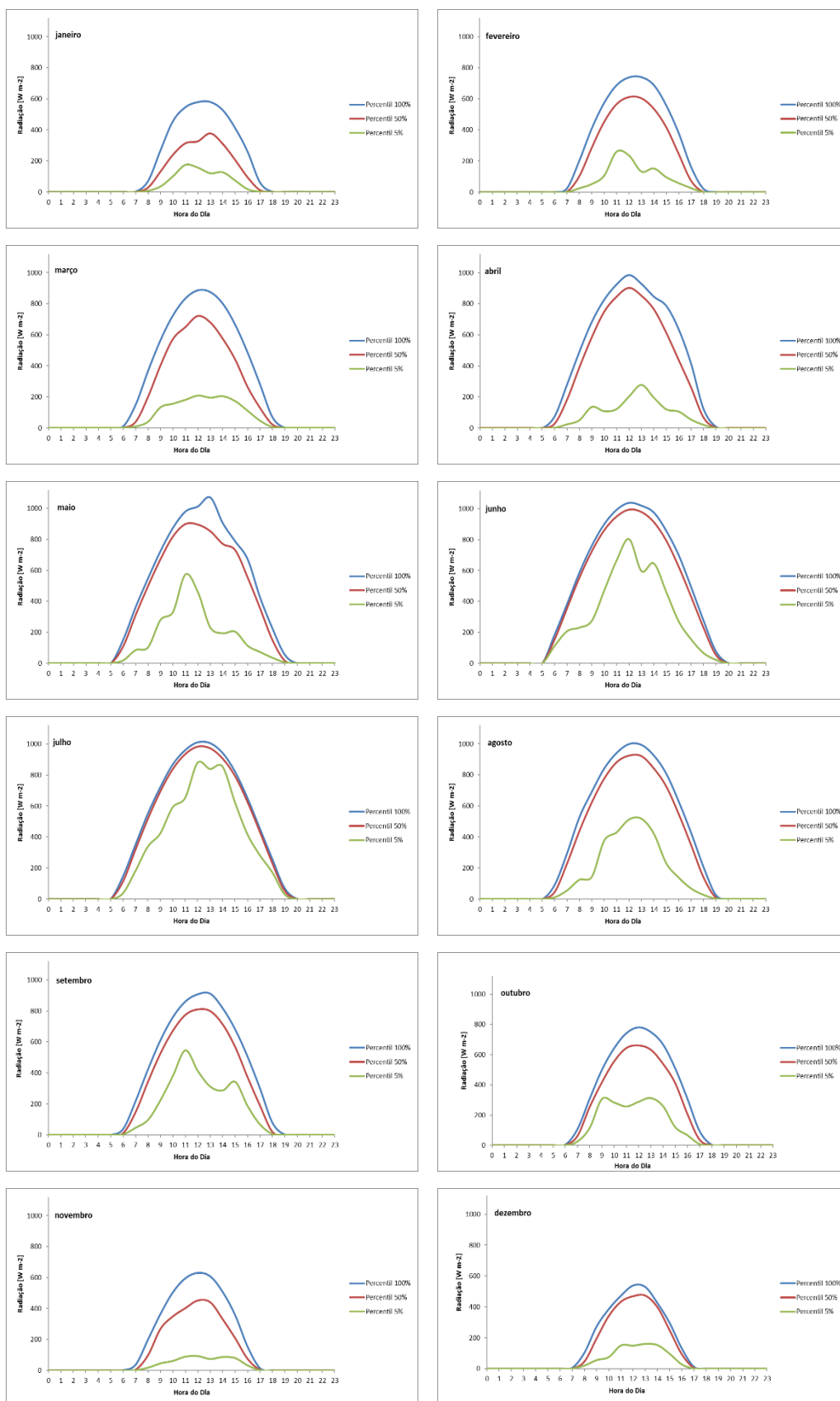


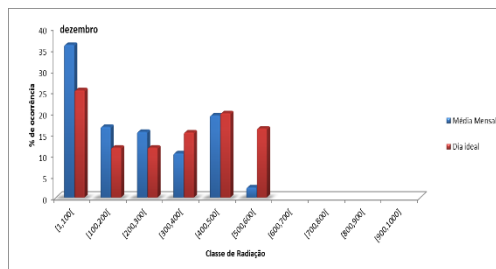
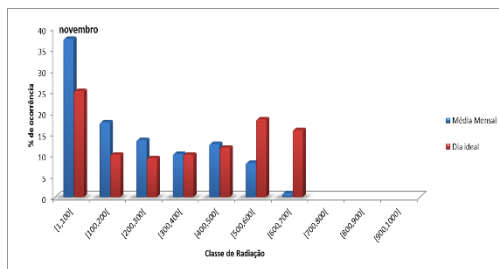
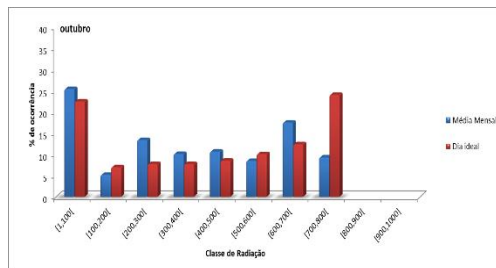
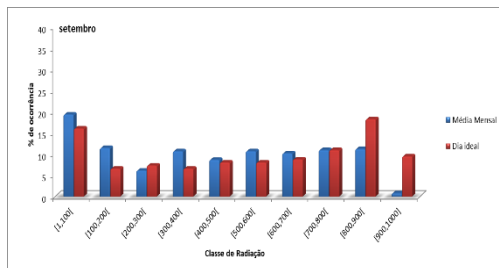
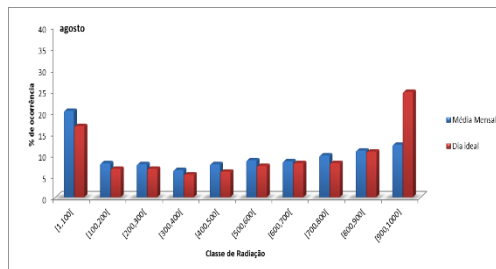
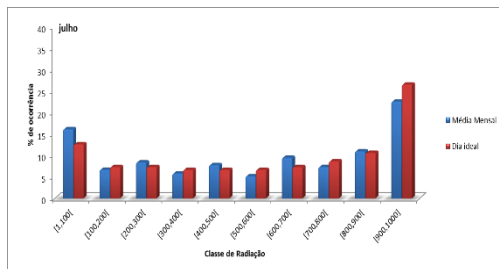
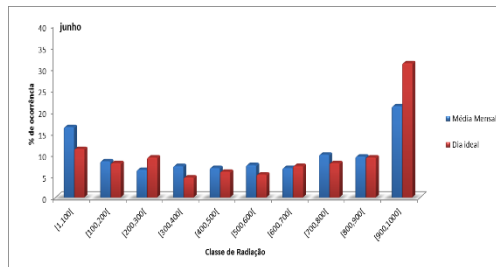
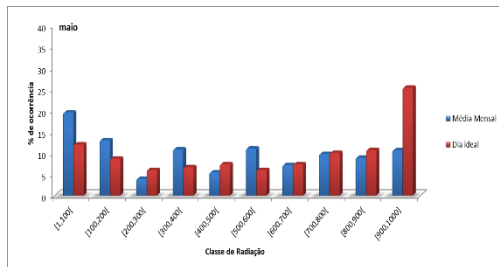
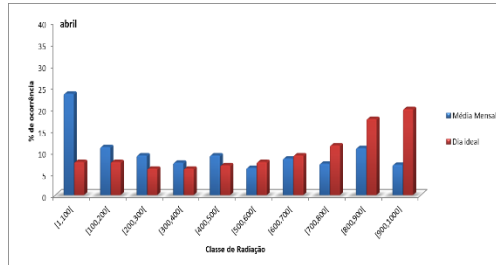
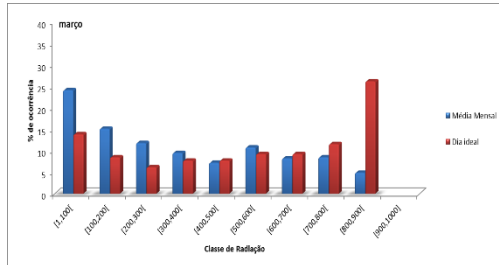
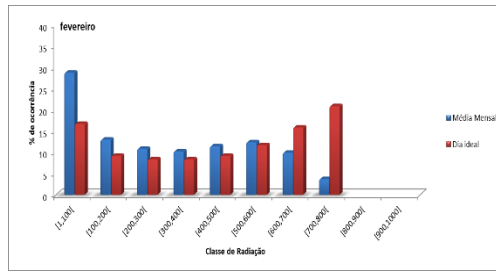
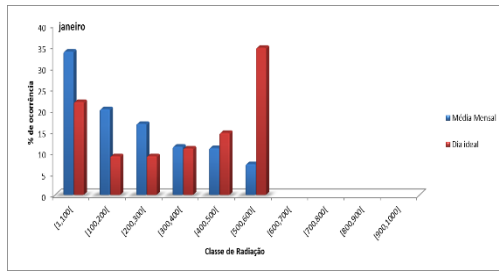


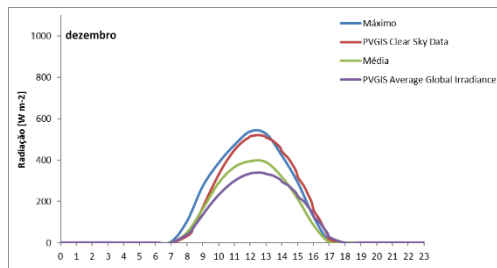
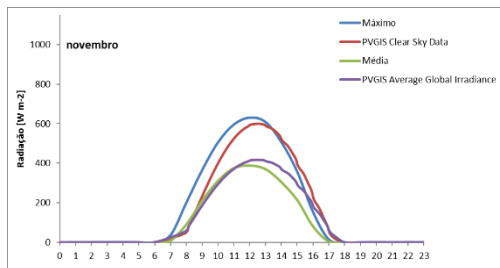
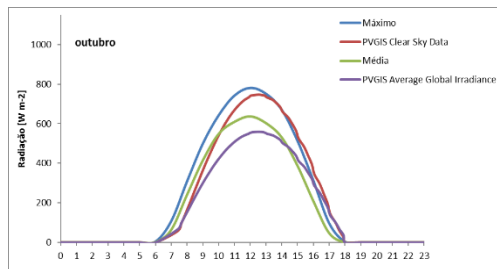
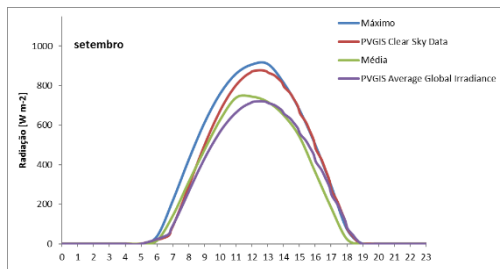
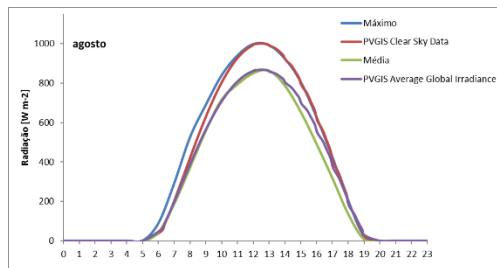
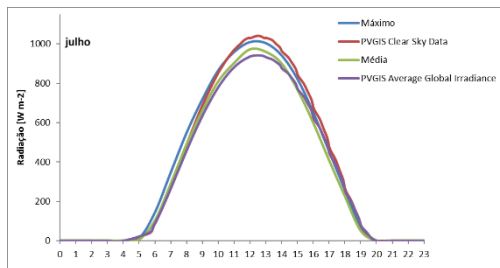
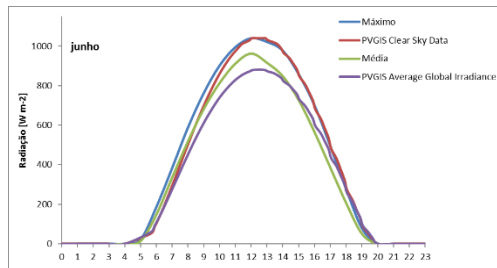
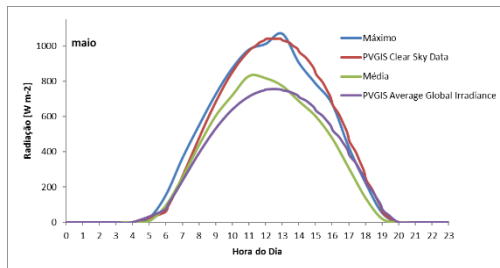
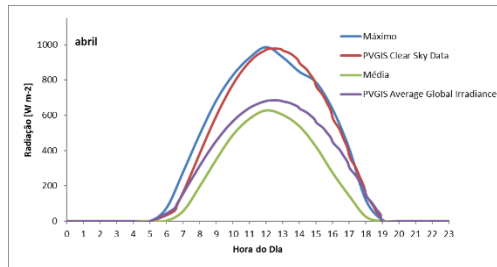
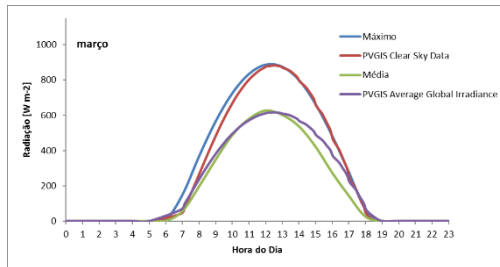
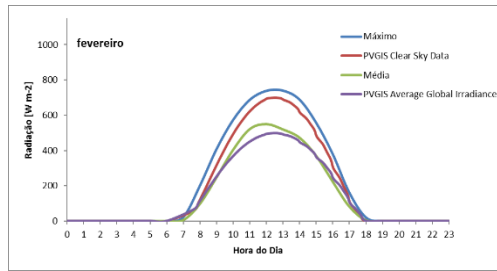
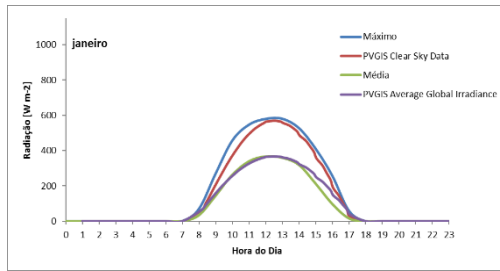


## Anexo II – Dados de radiação referentes a Évora

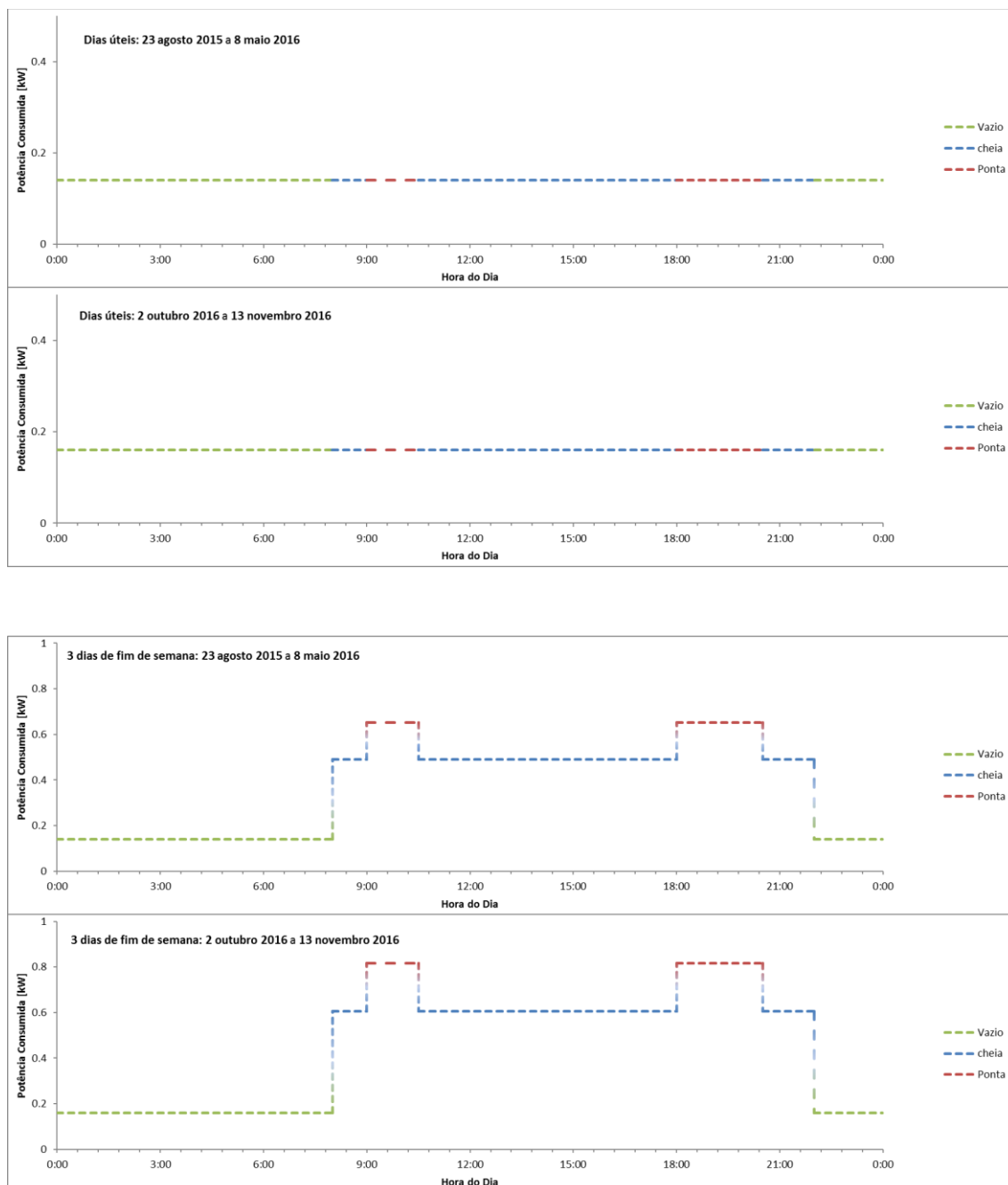








## Anexo III – Diagramas de carga dos períodos de inverno





## Anexo IV – Fichas técnicas dos equipamentos

The Pure photovoltaic module series from KIOTO is a cost – optimized alternative especially for project applications. Only selected components are used which strictly adhere to ISO and IEC standards. All electrical and mechanical tolerances are verified over the same innovative test procedures and therefore identically to the standard product line. The Pure module is available with 250 / 255 / 260 Wp and comes with plate – finished aluminium frame and solid edge connectors.

KIOTO  
SOLAR

### Pure-60 KPV PE NEC 250 / 255 / 260 Wp PURE poly

kiotosolar.com

#### MODULE SPECIFICATIONS

Type	Pmpp <sub>Wp</sub>	Ump <sub>V</sub>	Imp <sub>A</sub>	Uoc <sub>V</sub>	Isc <sub>A</sub>	efficiency rate	area per kWp
KPV 250 PE poly	250 Wp	30,56 V	8,21 A	37,84 V	8,85 A	15,12 %	6,61 m <sup>2</sup>
KPV 255 PE poly	255 Wp	30,72 V	8,30 A	37,96 V	8,87 A	15,43 %	6,49 m <sup>2</sup>
KPV 260 PE poly	260 Wp	30,75 V	8,37 A	37,99 V	8,90 A	15,73 %	6,36 m <sup>2</sup>

#### ELECTRICAL DATA

60 crystalline cells:	156 mm x 156 mm
Connecting System:	Tyco-PV4, MC4 - compatible plug in connector 4 mm <sup>2</sup>
Max. system voltage:	1000 V DC
Power tolerance:	(+ 2% / - 2 %) Measurement: STC (standard test conditions)
Temperature coefficients:	Pmpp= -0,405 %/K / Uoc= -114 mV/K / Isc= +4,1 mV/K
Ambient temperature:	+ 85°C to - 40°C
Cable length:	2 x 1000 mm
Bypass diodes:	3 pcs. Tyco SL1515
Efficiency guarantee:	min. 97 % in the first year, afterwards max. 0,70 % reduction p.a. up to 25 years
Product guarantee:	10 years

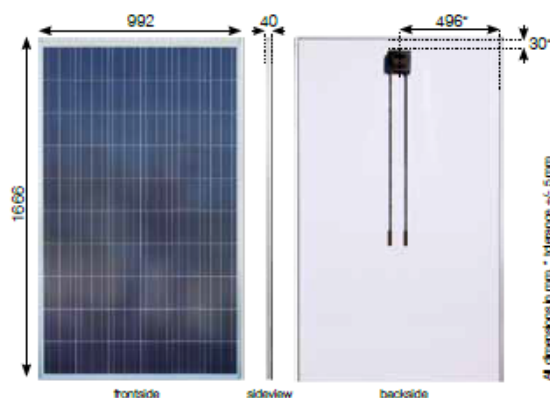
#### TECHNICAL DATA

With aluminium frame (not anodized):	1666 mm x 992 mm x 40mm (+/- 2 mm)
Weight:	19,50 kg
Glass specification:	Solarglass ESG 3,2 mm with high-strength antireflective coating
Encapsulation material:	STRE, Vetasolar
Backside material:	Isovoltaic
Test certificate:	IEC 61215, Ed. 2 Incl. mechanical load test up to 5400 Pa, IEC 61730; IP 65, MCS - Certificate
Extended hail test:	Grainsize 25 mm, max. velocity of 46 m/s (165,6 km/h) and Grainsize 55 mm, max. velocity of 33,5 m/s (120,6 km/h)
Packaging:	24 modules / pal.



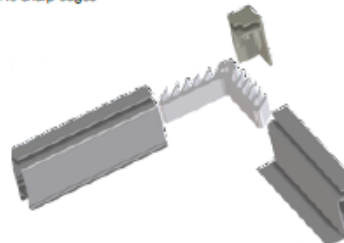
**CURRENT SORTED**

- Exact current sorting in steps of 0,1A
- One ampereage class per string
- Maximization of yield up to 3 % due to reduction of mismatch losses



#### Intelligent frame concept

- New 40 mm frame with plastic edge connector
- Robust structure and optimized weight
- No sharp edges



Typical drawing, drawing errors and technical modifications reserved. 01/1/2015

Figura A.1 – Datasheet do módulo fotovoltaico KIOTO KPV PE NEC 255Wp PURE.

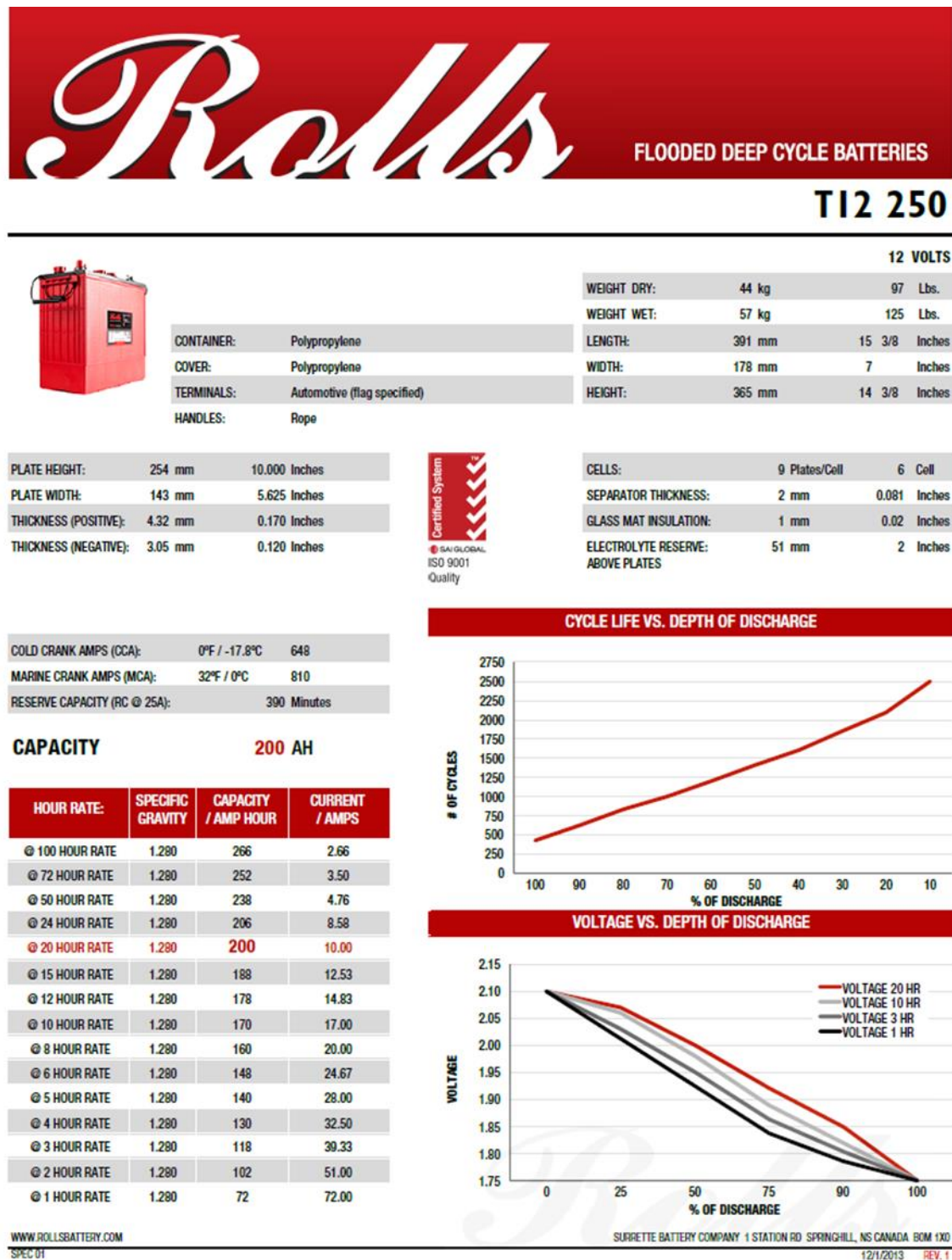


Figura A.2 -Datasheet da bateria Rolls T12 250.

## Anexo V – Resultados da Análise de Viabilidade Económica

Tabela A1 - Análise de Viabilidade Económica. Cenário A.

Ano	Investimento	Manutenção [€]	Consumo Anual [kWh]	Produção Anual/Consumo [kWh]	Custos Anuais Consumo [€]	Proveitos [€]	Cash Flow [€]	Cashflow atualizado [€]	Cashflow Acumulado atualizado [€]
0	33223.4	0	0	0	0	-33223.4	-33223.4	-33223.4	-33223.4
1	0	120	7943	1262.9	1262.9	1142.9	-32080.4	1088.5	-32134.9
2	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-30950.1	1025.2	-31109.6
3	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-29819.8	976.4	-30133.2
4	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-28689.5	929.9	-29203.3
5	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-27559.2	885.6	-28317.7
6	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-26428.9	843.5	-27474.2
7	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-25298.6	803.3	-26671.0
8	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-24168.3	765.0	-25905.9
9	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-23038.0	728.6	-25177.3
10	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-21907.7	693.9	-24483.4
11	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-20777.4	660.9	-23822.5
12	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-19647.0	629.4	-23193.1

<b>13</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-18516.7	599.4	-22593.7
<b>14</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-17386.4	570.9	-22022.8
<b>15</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-16256.1	543.7	-21479.1
<b>16</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-15125.8	517.8	-20961.3
<b>17</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-13995.5	493.1	-20468.2
<b>18</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-12865.2	469.7	-19998.5
<b>19</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-11734.9	447.3	-19551.2
<b>20</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-10604.6	426.0	-19125.2
<b>21</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-9474.3	405.7	-18719.5
<b>22</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-8344.0	386.4	-18333.1
<b>23</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-7213.7	368.0	-17965.1
<b>24</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-6083.4	350.5	-17614.6
<b>25</b>	0	120	7863.57	1250.3	1250.3	1130.3	-4953.0	333.8	-17280.8

Tabela A2 - Análise de Viabilidade Económica. Cenário B.

Ano	Investimento	Manutenção [€]	Consumo Anual [kWh]	Produção Anual [kWh]	Custos Anuais Consumo [€]	Proveitos [€]	Cash Flow [€]	Cashflow atualizado [€]	Cashflow Acumulado Atualizado [€]
0	8794.9	0	0	0	0	0	-8794.9	-8794.9	-8794.9
1	0	120	7943	7530	1197.3	1197.3	1077.3	1026.0	-7768.9
2	0	120	7943	7454.7	1185.3	1185.3	1065.3	966.3	-6802.6
3	0	120	7943	7379.4	1173.3	1173.3	1053.3	909.9	-5892.7
4	0	120	7943	7304.1	1161.4	1161.4	1041.4	856.7	-5036.0
5	0	120	7943	7228.8	1149.4	1149.4	1029.4	806.5	-4229.5
6	0	120	7943	7153.5	1137.4	1137.4	1017.4	759.2	-3470.3
7	0	120	7943	7078.2	1125.4	1125.4	1005.4	714.5	-2755.7
8	0	120	7943	7002.9	1113.5	1113.5	993.5	672.4	-2083.3
9	0	120	7943	6927.6	1101.5	1101.5	981.5	632.7	-1450.6
10	0	120	7943	6852.3	1089.5	1089.5	969.5	595.2	-855.4
11	0	120	7943	6777	1077.5	1077.5	957.5	559.9	-295.6
12	0	120	7943	6701.7	1065.6	1065.6	945.6	526.5	230.9
13	0	120	7943	6626.4	1053.6	1053.6	933.6	495.1	726.1
14	0	120	7943	6551.1	1041.6	1041.6	921.6	465.5	1191.5
15	0	120	7943	6475.8	1029.7	1029.7	909.7	437.6	1629.1

<b>16</b>	0	120	7943	6400.5	1017.7	1017.7	897.7	411.2	2040.3
<b>17</b>	0	120	7943	6325.2	1005.7	1005.7	885.7	386.4	2426.8
<b>18</b>	0	120	7943	6249.9	993.7	993.7	873.7	363.1	2789.8
<b>19</b>	0	120	7943	6174.6	981.8	981.8	861.8	341.0	3130.8
<b>20</b>	0	120	7943	6099.3	969.8	969.8	849.8	320.3	3451.1
<b>21</b>	0	120	7943	6024	957.8	957.8	837.8	300.7	3751.8
<b>22</b>	0	120	7943	5948.7	945.8	945.8	825.8	282.3	4034.2
<b>23</b>	0	120	7943	5873.4	933.9	933.9	813.9	265.0	4299.1
<b>24</b>	0	120	7943	5798.1	921.9	921.9	801.9	248.6	4547.8
<b>25</b>	0	120	7943	5722.8	909.9	909.9	789.9	233.3	4781.0